



## GERAÇÃO ELÉTRICA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS: AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DE USINAS HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA NO RIO TAPAJÓS

Daniel Magalhães de Carvalho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro  
Março de 2019

GERAÇÃO ELÉTRICA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS: AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DE USINAS HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA NO RIO TAPAJÓS

Daniel Magalhães de Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc

---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Carvalho, Daniel Magalhães de

Geração Elétrica e Mudanças Climáticas: Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Hidrelétricas a Fio D'Água no Rio Tapajós / Daniel Magalhães de Carvalho – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XIII, 164p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2019

Referências Bibliográficas: p. 94-102

1. Mudanças Climáticas 2. Geração Hidrelétrica 3. Análise Financeira 4. Amazônia I. Lucena, André Frossard Pereira de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético III. Título.

“Acordar primeiro pra realizar o sonho

É a ciência”

- Black Alien

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha mãe, meu pai e meus irmãos Rodrigo e Marcelo que nunca me deixaram desistir e me apoiaram a qualquer custo.

Ao professor André Lucena, um exemplo de profissional, que acreditou em mim e me aconselhou, contribuindo tanto pro meu desenvolvimento acadêmico como pessoal.

À Cindy pela colaboração técnica, elevando o nível das análises realizadas no estudo, sem ela essa dissertação não seria a mesma.

Aos demais professores do PPE pelos diversos ensinamentos ao longo desses anos e pela dedicação em suas aulas.

Aos funcionários do PPE, em especial à Sandrinha e ao Paulo, sempre dispostos a solucionar os possíveis problemas que poderiam surgir com as burocracias da UFRJ.

Aos meus amigos do mestrado que me acompanharam nos estudos, nos ensinamentos, nas conversas para desestressar e, em especial ao Carlos, que esteve comigo firmemente nessa reta final.

Aos meus grandes amigos da Engenharia Ambiental que estiveram comigo nos melhores e piores momentos durante todos esses anos. Duduca, nunca esquecerei tudo o que passamos e o quanto você faz parte do que sou!

Por fim, ao CNPq pelo apoio financeiro ao longo do mestrado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## GERAÇÃO ELÉTRICA E MUDANÇAS CLIMÁTICAS: AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DE USINAS HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA NO RIO TAPAJÓS

Daniel Magalhães de Carvalho

Março/2019

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

Por conta das Mudanças Climáticas Globais é esperado que o setor elétrico sofra impactos devido a diversos fatores. Quando se trata da geração hidrelétrica, alterações no ciclo hidrológico podem ser especialmente preocupantes, tanto devido a eventos extremos quanto a alterações na vazão média dos cursos d'água. Nesse sentido, novos projetos de megahidrelétricas na bacia Amazônica, uma das fronteiras da expansão do setor elétrico no Brasil, podem ser impactados através de uma geração menor do que a projetada inicialmente. Ademais, esse tipo de empreendimento está sujeito a outras incertezas ligadas a questões financeiras, socioambientais e técnicas, como, por exemplo, o alto risco de sobrecusto na sua construção. Dessa forma, o presente estudo busca analisar a vulnerabilidade das usinas de São Luiz do Tapajós e Jatobá, planejadas para a bacia amazônica, frente a possíveis efeitos de alterações climáticas. Para isso, são elaborados cenários de redução de vazão e, a partir destes, cenários de geração elétrica. Em seguida, são analisados o comportamento de três indicadores financeiros nestes cenários, realizando análises de sensibilidade para o custo de construção do projeto, preço de venda da energia e taxa de juros de financiamento. De acordo com os resultados obtidos, São Luiz do Tapajós apresenta uma menor vulnerabilidade. Contudo, esta usina pode estar sujeita a maior incerteza devido aos conflitos já observados e ao seu maior porte. Enquanto isso, Jatobá se mostra vulnerável mesmo em cenários mais otimistas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## ELECTRICITY GENERATION AND CLIMATE CHANGE: FINANCIAL EVALUATION OF RUN-OF-RIVER HYDROELECTRIC PLANTS IN TAPAJÓS RIVER

Daniel Magalhães de Carvalho

March/2019

Advisor: André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

Due to Global Climate Change, it is expected that the electricity sector will suffer impacts because of several factors. When it comes to hydroelectric generation, changes in the hydrological cycle can be especially worrisome, both due to extreme events and changes in the average flow of watercourses. In this sense, new megahydropower projects in the Amazon basin, one of the expansion frontiers of the electric sector in Brazil, may be impacted through a smaller generation than the one initially projected. Additionally, this type of enterprise is subject to other uncertainties related to financial, socio-environmental and technical issues, such as the high risk of construction cost overrun. Thus, the present study seeks to analyze the vulnerability of the São Luiz do Tapajós and Jatobá hydroelectric plants, planned for the Amazon basin, in the face of possible effects of climate change. For this, scenarios of flow reduction are elaborated and, from these, scenarios of power generation. Then, results for three financial indicators in these scenarios are analyzed, carrying out sensitivity analyzes for the cost of construction of the project, energy sale price, and financing interest rate. According to the results, São Luiz do Tapajós presents a lower vulnerability. However, this power plant face greater uncertainty due to the conflicts already observed and its bigger scale. Meanwhile, Jatobá is vulnerable even in more optimistic scenarios.

## SUMÁRIO

|          |   |     |
|----------|---|-----|
| 1        | INTRODUÇÃO .....  | 1   |
| 2        | MUDANÇAS CLIMÁTICAS E GERAÇÃO ELÉTRICA .....                            | 6   |
| 2.1      | Mudanças Climáticas Globais: Histórico Recente e Cenários Futuros ..... | 6   |
| 2.2      | Impacto das Mudanças Climáticas no setor energético .....               | 17  |
| 2.3      | Impacto das Mudanças Climáticas em Usinas Hidrelétricas .....           | 24  |
| 3        | AMAZÔNIA .....  | 27  |
| 3.1      | Mudanças Climáticas e Amazônia .....                                    | 27  |
| 3.2      | Energia e Amazônia .....  | 30  |
| 3.3      | Conflitos Socioambientais e Sobrecustos de Megaprojetos .....           | 33  |
| 4        | METODOLOGIA .....   | 38  |
| 4.1      | Análise de Vazões .....   | 39  |
| 4.2      | Análise Energética .....  | 44  |
| 4.3      | Análise Financeira .....  | 47  |
| 4.3.1.   | Indicadores Financeiros .....   | 48  |
| 4.3.2.   | Definição de Parâmetros .....   | 51  |
| 4.3.3.   | Análises de Sensibilidade .....   | 54  |
| 5        | ESTUDO DE CASO .....  | 58  |
| 5.1      | Apresentação de Usinas Estudadas .....                                  | 58  |
| 5.2      | Resultados .....  | 70  |
| 5.2.1.   | Análise de Vazão .....  | 70  |
| 5.2.2.   | Análise Energética .....  | 71  |
| 5.2.3.   | Análise Financeira .....  | 75  |
| 5.2.3.1. | Definição de Parâmetros .....   | 75  |
| 5.2.3.2. | Indicadores Financeiros .....   | 79  |
| 5.3      | Discussão .....   | 82  |
| 6        | CONSIDERAÇÕES FINAIS .....  | 88  |
|          | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....  | 94  |
|          | ANEXO I .....   | 103 |
|          | ANEXO II .....  | 110 |



## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1- Porcentagem das emissões de cada subsetor do setor de oferta de energia.                               | 19  |
| Tabela 2. Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada estágio por Bacia Hidrográfica ....                          | 32  |
| Tabela 3. Vazões do Cenário Base do hipotético Rio A .....   | 43  |
| Tabela 4. Vazões do Cenário Base e Mínimas Históricas do período seco.....                                       | 43  |
| Tabela 5. Cenários de Vazão para o hipotético Rio A .....  | 43  |
| Tabela 6. Lista de agrupamentos de ativos depreciáveis .....   | 53  |
| Tabela 7. Resumo das Análises de Sensibilidade a serem realizadas .....  | 57  |
| Tabela 8. Coeficientes dos Polinômios Característicos de cota à montante e à jusante - São Luiz do Tapajós ..... | 64  |
| Tabela 9. Principais Parâmetro Energéticos da UHE São Luiz do Tapajós .....                                      | 64  |
| Tabela 10. Resumo de Custos - São Luiz do Tapajós .....  | 65  |
| Tabela 11. Coeficientes dos Polinômios Característicos de cota à montante e à jusante – Jatobá.....              | 68  |
| Tabela 12. Principais Parâmetro Energéticos da UHE Jatobá .....  | 69  |
| Tabela 13. Resumo de Custos – Jatobá .....   | 69  |
| Tabela 14. Cenários de Vazão - São Luiz do Tapajós .....   | 71  |
| Tabela 15. Cenários de Vazão – Jatobá .....  | 71  |
| Tabela 16. Geração total anual (TWh) e Fator de Capacidade (%) nos diferentes cenários.....                      | 75  |
| Tabela 17. Níveis de risco de sobrecusto. ....   | 76  |
| Tabela 18. Resumo dos parâmetros financeiros* .....  | 78  |
| Tabela 19. Análise de Vulnerabilidade no cenário base de venda de eletricidade - São Luiz do Tapajós .....       | 84  |
| Tabela 20. Análise de Vulnerabilidade no cenário base de venda de eletricidade – Jatobá.....                     | 84  |
| Tabela 21. Análise de Vulnerabilidade nos cenários de venda de eletricidade do ACL - São Luiz do Tapajós .....   | 85  |
| Tabela 22. Análise de Vulnerabilidade nos cenários de venda de eletricidade do ACL – Jatobá.....                 | 86  |
| Tabela 23. LCOE considerando maior taxa de juros de financiamento e 30% de sobrecusto .....                      | 86  |
| Tabela 24. Série Histórica de Vazões do Rio Tapajós na altura do AHE São Luiz do Tapajós.....                    | 103 |
| Tabela 25. Série histórica de vazões do Rio Tapajós na altura do AHE Jatobá .....                                | 106 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 26. Indicação das análises de sensibilidade analisados..... | 110 |
| Tabela 27. Resultado Cenário Base - São Luiz do Tapajós .....      | 111 |
| Tabela 28. Resultado Cenário Base – Jatobá .....                   | 112 |
| Tabela 29. Combinação A - São Luiz do Tapajós .....                | 113 |
| Tabela 30. Combinação A – Jatobá .....                             | 114 |
| Tabela 31. Combinação B - São Luiz do Tapajós .....                | 115 |
| Tabela 32. Combinação B – Jatobá .....                             | 116 |
| Tabela 33. Combinação C - São Luiz do Tapajós .....                | 117 |
| Tabela 34. Combinação C – Jatobá.....                              | 118 |
| Tabela 35. Combinação D - São Luiz do Tapajós .....                | 119 |
| Tabela 36. Combinação D – Jatobá.....                              | 120 |
| Tabela 37. Combinação E - São Luiz do Tapajós .....                | 121 |
| Tabela 38. Combinação E – Jatobá .....                             | 122 |
| Tabela 39. Combinação F - São Luiz do Tapajós .....                | 123 |
| Tabela 40. Combinação F – Jatobá .....                             | 124 |
| Tabela 41. Combinação G - São Luiz do Tapajós.....                 | 125 |
| Tabela 42. Combinação G – Jatobá.....                              | 126 |
| Tabela 43. Combinação H - São Luiz do Tapajós .....                | 127 |
| Tabela 44. Combinação H – Jatobá.....                              | 128 |
| Tabela 45. Combinação I - São Luiz do Tapajós.....                 | 129 |
| Tabela 46. Combinação I – Jatobá .....                             | 130 |
| Tabela 47. Combinação J - São Luiz do Tapajós.....                 | 131 |
| Tabela 48. Combinação J – Jatobá.....                              | 132 |
| Tabela 49. Combinação K - São Luiz do Tapajós .....                | 133 |
| Tabela 50. Combinação K – Jatobá .....                             | 134 |
| Tabela 51. Combinação L - São Luiz do Tapajós.....                 | 135 |
| Tabela 52. Combinação L – Jatobá .....                             | 136 |
| Tabela 53. Combinação M - São Luiz do Tapajós.....                 | 137 |
| Tabela 54. Combinação M – Jatobá .....                             | 138 |
| Tabela 55. Combinação N - São Luiz do Tapajós .....                | 139 |
| Tabela 56. Combinação N – Jatobá.....                              | 140 |
| Tabela 57. Combinação O - São Luiz do Tapajós.....                 | 141 |
| Tabela 58. Combinação O – Jatobá.....                              | 142 |
| Tabela 59. Combinação P - São Luiz do Tapajós .....                | 143 |
| Tabela 60. Combinação P – Jatobá .....                             | 144 |
| Tabela 61. Combinação Q - São Luiz do Tapajós.....                 | 145 |
| Tabela 62. Combinação Q – Jatobá.....                              | 146 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 63. Combinação R - São Luiz do Tapajós ..... | 147 |
| Tabela 64. Combinação R – Jatobá.....               | 148 |
| Tabela 65. Combinação S - São Luiz do Tapajós ..... | 149 |
| Tabela 66. Combinação S – Jatobá.....               | 150 |
| Tabela 67. Combinação T - São Luiz do Tapajós ..... | 151 |
| Tabela 68. Combinação T – Jatobá .....              | 152 |
| Tabela 69. Combinação U - São Luiz do Tapajós ..... | 153 |
| Tabela 70. Combinação U – Jatobá.....               | 154 |
| Tabela 71. Combinação V - São Luiz do Tapajós ..... | 155 |
| Tabela 72. Combinação V – Jatobá.....               | 156 |
| Tabela 73. Combinação W - São Luiz do Tapajós ..... | 157 |
| Tabela 74. Combinação W – Jatobá.....               | 158 |
| Tabela 75. Combinação X - São Luiz do Tapajós ..... | 159 |
| Tabela 76. Combinação X – Jatobá.....               | 160 |
| Tabela 77. Combinação Y - São Luiz do Tapajós ..... | 161 |
| Tabela 78. Combinação Y – Jatobá.....               | 162 |
| Tabela 79. Combinação Z - São Luiz do Tapajós ..... | 163 |
| Tabela 80. Combinação Z – Jatobá .....              | 164 |

## LISTA DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 1. Principais causas das mudanças climáticas.....   | 8  |
| Figura 2. Concentração de CO <sub>2</sub> atmosférico de 1960 até 2011.....  | 9  |
| Figura 3. Total anual de emissões antropogênicas de 1970 até 2010.....   | 10 |
| Figura 4. Impactos nas décadas recentes atribuídos às mudanças climáticas.....   | 11 |
| Figura 5. Representação esquemática de um modelo climático .....   | 12 |
| Figura 6. Componentes em um GCM .....  | 13 |
| Figura 7. Comparação da escala de modelos climáticos regionais e globais. ....   | 14 |
| Figura 8. Cenários de emissão apresentados no AR5 .....  | 15 |
| Figura 9. Emissões de GEE por subsetor. ....   | 18 |
| Figura 10. % de participação de fontes primárias de energia no mundo. ....   | 20 |
| Figura 11. Consumo de energia primária no mundo em 2035 num cenário de estabilização em 450ppmCO <sub>2</sub> eq. .... | 21 |
| Figura 12. Variação sazonal da vazão nos rios de diferentes sub bacias da Amazônia .....                               | 28 |
| Figura 13. Anomalia média da vazão Q95 considerando os três cenários por região hidrográfica.....                      | 29 |
| Figura 14. Usinas Hidrelétricas na Bacia Amazônica .....   | 31 |
| Figura 15. Sobrecusto médio na construção de grandes barragens em diferentes regiões do mundo. ....                    | 34 |
| Figura 16. Distribuição de sobrecusto de pequenas e grandes hidrelétricas.....   | 35 |
| Figura 17. Fluxograma de análises a serem realizadas e seus respectivos resultados .....                               | 39 |
| Figura 18. Vazão projetada para cada modelo climático.....   | 40 |
| Figura 19. Análise de vazões em diferente UHEs existentes na região Amazônica. ....                                    | 41 |
| Figura 20. Cenários de Vazão para o hipotético Rio A.....  | 44 |
| Figura 21. Função de produção típica de uma usina hidrelétrica com 3 unidades geradoras .....                          | 45 |
| Figura 22. Modelo de geração hidráulica considerando a vazão total como variável independente.....                     | 46 |
| Figura 23. Exemplo ilustrativo da envoltória convexa do HPF .....  | 46 |
| Figura 24. Dados de Entrada e Relações entre Indicadores analisados .....  | 51 |
| Figura 25. Energia Natural Afluente na bacia Amazônica x Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) .....                 | 55 |
| Figura 26. Sub-regiões Hidrográficas Amazônicas .....  | 59 |
| Figura 27. Bacia do Rio Tapajós e Formadores. ....   | 60 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 28. Localização dos empreendimentos do Complexo do Tapajós.....       | 61 |
| Figura 29. Esquema do Arranjo Geral das Obras, Canteiros e Equipamentos..... | 62 |
| Figura 30. Análise de Vazões Históricas - São Luiz do Tapajós .....          | 63 |
| Figura 31. Esquema do Arranjo Geral da UHE Jatobá.....                       | 67 |
| Figura 32. Análise de Vazões Históricas – Jatobá .....                       | 68 |
| Figura 33. Cenários de Vazão - São Luiz do Tapajós .....                     | 70 |
| Figura 34. Cenários de Vazão – Jatobá.....                                   | 71 |
| Figura 35. Curva de Produção em função da Vazão - São Luiz do Tapajós .....  | 72 |
| Figura 36. Curva de Produção em função da Vazão – Jatobá .....               | 72 |
| Figura 37. Potência Média Mensal Gerada - São Luiz do Tapajós.....           | 73 |
| Figura 38. Potência Média Mensal Gerada – Jatobá.....                        | 73 |
| Figura 39. Eletricidade gerada mensalmente - São Luiz do Tapajós.....        | 74 |
| Figura 40. Eletricidade gerada mensalmente - Jatobá .....                    | 74 |
| Figura 41. Custo Nivelado de Energia (LCOE) - São Luiz do Tapajós .....      | 79 |
| Figura 42. Custo Nivelado de Energia (LCOE) – Jatobá .....                   | 79 |
| Figura 43. Taxa Interna de Retorno (TIR) - São Luiz do Tapajós.....          | 80 |
| Figura 44. Taxa Interna de Retorno (TIR) – Jatobá.....                       | 81 |
| Figura 45. Valor Presente Líquido (VPL) - São Luiz do Tapajós .....          | 81 |
| Figura 46. Valor Presente Líquido (VPL) – Jatobá .....                       | 82 |

# 1 INTRODUÇÃO

Desde o final do século XX, a humanidade vem despendendo esforços para ampliar o seu conhecimento sobre as mudanças climáticas. Diversos pesquisadores de variadas áreas do conhecimento se uniram para, inicialmente, compreender as mudanças que já vinham sendo sentidas até então. Nesse sentido, a fim de compilar toda o conhecimento sobre o tema, em 1988, foi criado o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, sigla em inglês). Desde então, o IPCC foi responsável por disseminar na sociedade o conhecimento adquirido sobre a temática e fornecer embasamento para elaboração de políticas públicas, buscando lidar com o desafio de conter as mudanças climáticas globais (MCG) (IPCC, 2018).

Toda a preocupação com relação às MCG se justifica pelo alto potencial de alteração na forma como vivemos, podendo causar extinção de espécies e habitats inteiros, danificar infraestruturas, ampliar a disseminação de certas doenças, amplificar a magnitude e frequência de eventos climáticos extremos (e.g. furacões, enchentes, etc.), entre outros efeitos. Atualmente, se sabe que as MCG se dão pela amplificação do efeito estufa, um fenômeno natural e que é de extrema necessidade para a manutenção da vida na Terra. Dessa forma, com o aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE), como o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), a partir da revolução industrial devido às atividades humanas, notou-se um crescimento concomitante da temperatura média do planeta por conta da ampliação do efeito estufa (IPCC, 2013a).

De forma a entender quais impactos que mudanças climáticas irão causar ao longo desse século, são utilizados modelos climáticos para diferentes cenários de emissão de GEEs. Tendo em vista que as mudanças climáticas dependem do nível de emissão antropogênica de GEEs e estas estão ligadas à forma e magnitude das atividades humanas ao longo das décadas, é necessário pensar em cenários de emissão futuros. Estes modelos são constituídos a partir de representações climáticas do sistema climático global e suas interações e elaborados em a partir das leis da física e de dados observacionais, sendo representados em códigos computacionais e conhecidos como modelos de circulação global (GCM, sigla em inglês) (BRASIL, 2015).

Os GCMs trazem resultados para o clima futuro numa escala pouco detalhada, sendo necessário realizar técnicas de redução da escala destes, também conhecido como *downscaling*, a fim de observar os efeitos das mudanças climáticas em um nível mais regional (BRASIL, 2015). Contudo, a complexidade de sistemas ambientais,

em termos de falta de controle dos limites do sistema, do caráter multiescalar espacial e temporalmente e da infinidade de interações, geralmente desafiam a habilidade de cientistas para isolar definitivamente ligações causais e reduzir as incertezas associadas aos GCMs e, conseqüentemente, aos modelos climáticos regionais (RCM, sigla em inglês) (IPCC, 2014a). Assim, conforme BRASIL (2015), esses modelos climáticos, regionais ou globais, devem ser calibrados de forma a representar bem aspectos presentes e passados do clima, buscando tornar-se confiável para realizar análises em diferentes questões subsequentes.

Um dos setores que se espera ser impactado pelas mudanças climáticas é o energético (SCHAEFFER et al., 2012). Este, também, é um dos principais emissores de GEE e, portanto, causadores das mudanças climáticas, sendo responsáveis pela emissão de 35% destes gases no ano de 2010. Desta parcela do setor energético, a produção de eletricidade e calor é responsabilizada por 72,6% das emissões, seguida pelo transporte e produção de combustíveis (17,9%) nesse mesmo ano (IPCC, 2014b). Nesse sentido, uma importante forma para mitigar os efeitos das mudanças climáticas é inserindo fontes menos carbono intensivas na matriz elétrica global, como, por exemplo, fontes eólicas, solares e hidrelétricas.

Os impactos esperados para o setor energético são os mais variados e vão desde a interrupção de produção de combustíveis e geração elétrica por conta de eventos climáticos extremos (impacto negativo agudo) até maior geração eólica por um aumento na incidência de ventos numa região (impacto positivo crônico), por exemplo (SCHAEFFER et al., 2012).

No Brasil, em 2017, a geração hidrelétrica foi responsável por 65% de toda a eletricidade produzida, sendo seguida pela termelétrica a gás natural (9%) e eólica (7%) (EPE, 2018b). Desta maneira, o Brasil se posiciona como um dos países cuja geração elétrica é menos carbono intensiva no mundo, tendo como sua principal fonte de eletricidade as usinas hidrelétricas (UHE).

Entretanto, a quantidade de eletricidade gerada por uma usina hidroelétrica depende da sua capacidade instalada e, também, da entrada de água nos seus reservatórios. Desta maneira, a variabilidade natural do clima já tem uma grande influência no planejamento e operação destes sistemas hidroelétricos, já que são planejados baseados em dados históricos de vazão (LUCENA et al., 2009). Num contexto de MCG, a operação das usinas hidroelétricas existentes será afetada, além de, possivelmente, comprometer a viabilidade de novos empreendimentos, tendo em

vista que uma parcela significativa de incertezas será adicionada a uma operação que já tem que lidar com muitas (SCHAEFFER et al., 2012).

Muitos estudos no mundo buscaram avaliar quais impactos as MCGs trariam para a geração hidrelétrica, visando entender a sua vulnerabilidade perante a alterações na vazão dos rios onde as usinas estão instaladas (FAN et al., 2018; BOEHLERT et al., 2016; BERGA, 2016; LEHNER et al., 2005; GAUDARD et al., 2016; HAMUDUDU e KILLINGTVEIT, 2016; TEOTÓNIO et al., 2017). Em algum destes, percebe-se que o efeito das MCGs apresenta variabilidades espaciais importantes como, por exemplo, o sentido da alteração das vazões em algumas regiões europeias, onde nos alpes espera-se um aumento do escoamento dos rios, enquanto na região mediterrânea projeta-se uma redução.

Sendo uma das principais fontes geradoras de eletricidade no Brasil, ainda se espera que a geração hidrelétrica seja ampliada visando atender à demanda futura por energia elétrica. Atualmente, 55% do potencial instalado no país encontra-se na região Sul e Sudeste. Contudo, a potencial aproveitável dessas regiões se encontra perto do limite, havendo a necessidade de buscar outras regiões para expansão da hidroeletricidade. Nesse sentido, a bacia hidrográfica que apresenta o maior potencial inventariado é a amazônica, a qual representa 53% (38.580MW) do total dessa modalidade (ELETROBRAS, 2017). Das sub-bacias amazônicas, a que apresenta maior potencial inexplorado é a do Tapajós, a qual possui duas usinas em estágio mais avançado de planejamento: São Luiz do Tapajós (8040MW) e Jatobá (1650MW).

Contudo, segundo ARTAXO et al. (2012), as MCG já estão influenciando a bacia amazônica. De acordo com simulações realizadas por SORRIBAS et al. (2016), a região amazônica já apresenta uma escala potencial de resposta do sistemas à MCG. Os resultados de GUIMBERTEAU et al. (2017) e SORRIBAS et al. (2016) obtiveram resultados em sua análise que convergem para impactos nas vazões dos rios amazônicos espacialmente distintos. De acordo com esses estudos, nas bacias do noroeste da região Amazônica espera-se um aumento no escoamento dos cursos d'água. Enquanto isso, nas demais bacias projeta-se uma redução na vazão dos rios. Todavia, a magnitude desses impactos em escala e tempo ainda apresenta grande incerteza, causando resultados distintos em diferentes estudos. Nesse sentido, MCTIC (2016) apresenta resultados de impactos na vazão dos rios a partir da média de diferentes RCMs, buscando trazer valores gerais para essa variável.

Dessa forma, a expansão da geração hidrelétrica na bacia amazônica pode apresentar grandes incertezas tanto quanto a capacidade das usinas produzirem a



eletricidade planejada, como ao atendimento das expectativas financeiras dos agentes econômicos que investirem na sua implantação. Portanto, há de se analisar a vulnerabilidade climática e, conseqüentemente, energética e econômico-financeira dos novos projetos de hidrelétricas anterior a sua implantação.

Ademais, ao se analisar projetos recentes de megahidrelétricas<sup>1</sup> na bacia amazônica, nota-se que estes estão bastante suscetíveis a ocorrência de atrasos e sobrecustos na sua implantação. Nesse sentido, CALLEGARI et al. (2018) encontrou que, em média, esses projetos apresentam um sobrecusto de 97,53% e um aumento no tempo de construção de 74,28%. Logo, esse fator pode contribuir para aumentar a vulnerabilidade econômico-financeira das usinas planejadas para a expansão da matriz elétrica.

Por fim, apesar da geração hidrelétrica ser menos carbono intensiva, ela não é isenta de impactos ao meio ambiente e a sociedade. NOBRE et al. (2016) aponta que usinas hidrelétricas na Amazônia podem causar perturbações da fauna local, perda de conectividade nos trechos dos rios, retenção de nutrientes nos reservatórios, transmissão de doenças parasíticas a humanos, deslocamento compulsório de indígenas e populações tradicionais, entre outros impactos. Por exemplo, as usinas do rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) foram responsáveis pelo bloqueio da migração dos peixes vindos da Bolívia e Peru (FEARNSSIDE, 2014).

Assim sendo, por conta da grande importância da hidroeletricidade para a matriz energética do Brasil e a indicação que a maior parte da expansão desta ocorreria na região amazônica, é necessário que seja investigada a vulnerabilidade das usinas hidrelétricas projetadas frente aos efeitos das MCG.

Logo, o objetivo deste estudo é avaliar a vulnerabilidade econômico-financeira de novos empreendimentos hidrelétricos de larga escala na região Amazônica a alterações climáticas. Por conta da diversidade de projeções acerca do quanto a vazão será alterada no futuro, o presente estudo irá considerar faixas alteração de vazão para aplicar as demais metodologias propostas. Com isso, será possível indicar para que faixas de alteração climática, os empreendimentos são viáveis economicamente.

A fim alcançar o objetivo proposto, o estudo se dividirá de acordo com a seguinte estrutura:

---

<sup>1</sup> Definido como usinas cujo custo de implantação supera a marca de R\$ 1 bilhão (KÖBERLE et al., 2018)

- **Capítulo 2:** apresentação do conceito de mudanças climáticas e um breve histórico do entendimento científico do tema, além da apresentação de formas de projetar o futuro a partir de diferentes cenários; apresentação de impactos esperados das mudanças climáticas sobre diferentes fontes do setor energético; apresentação de impactos esperados das mudanças climáticas sobre, especificamente, usinas hidrelétricas, objeto deste estudo;
- **Capítulo 3:** apresentação dos impactos esperados das mudanças climáticas sobre a Amazônia, região de interesse do estudo, buscando entender a sua vulnerabilidade; breve apresentação do setor energético na região amazônica, mostrando a sua importância com relação ao Brasil e perspectivas de expansão do setor na região; apresentação da contradição ligada à construção de megaprojetos, além de conflitos socioambientais que a instalação de empreendimentos hidrelétricos apresentaram ao longo do tempo;
- **Capítulo 4:** apresentação das metodologias de análise de vazão, energética e financeira aplicadas no estudo;
- **Capítulo 5:** Apresentação das UHEs estudadas, além da motivação da escolha das mesmas; apresentação dos resultados obtidos a partir das metodologias expostas no capítulo anterior; discussão dos resultados, tendo em vista a base teórica levantada nos capítulos anteriores
- **Capítulo 6:** breves considerações sobre todo o assunto discutido no estudo, além de apresentação de suas limitações e possíveis estudos futuros.

## **2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS E GERAÇÃO ELÉTRICA**

### **2.1 Mudanças Climáticas Globais: Histórico Recente e Cenários Futuros**

O clima de um determinado lugar, no senso comum, é definido como a sua condição meteorológica média. Mais rigorosamente, este é definido como uma descrição estatística em termos de média e variabilidade dessas condições em um período de tempo que pode variar de meses a milhões de anos. Conforme definido pela Organização Meteorológica Mundial (OMM), usualmente, considera-se o período de 30 anos a fim de estabelecer as médias dessas condições. Contudo, o clima, conforme definido de uma forma mais ampla, também considera outras variáveis estatísticas (frequência, magnitude, persistência, tendências, etc.), comumente combinando estes parâmetros para descrever fenômenos como as secas, por exemplo. Dessa forma, mudanças climáticas se referem a uma mudança no estado do clima que pode ser identificado a partir alterações na média e/ou na variabilidade das suas condições e que persiste por um longo período, usualmente por décadas ou séculos (IPCC, 2013).

A fim de trazer uma melhor perspectiva sobre o assunto, esta seção irá apresentar a fundamentação física por trás do efeito estufa e os efeitos do seu agravamento causando as mudanças climáticas, o conceito de modelos climáticos, além da geração de cenários para o clima futuro e suas incertezas associadas. Ademais, será introduzido o papel do Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, sigla em inglês) na difusão de conhecimento científico acerca do tema, além de apresentar a importância do mesmo para trazer a discussão a nível governamental.

#### **Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)**

Criado em 1988 pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), o objetivo do IPCC é prover para diferentes instituições governamentais informações científicas que podem ser utilizadas para desenvolver políticas climáticas. Com isso, os relatórios desenvolvidos pelo IPCC trazem informações-chave para as negociações internacionais sobre mudanças climáticas (IPCC, 2018).

Os relatórios do IPCC são produzidos a partir do trabalho voluntário de cientistas que avaliam milhares de artigos científicos publicados todos os anos a fim de providenciar uma resumo compreensivo do que é conhecido atualmente sobre os

causadores das mudanças climáticas, seus impactos e riscos futuros, além de como a adaptação e mitigação podem reduzir esses riscos. Em seguida, uma revisão aberta e transparente feita por especialistas e governos de todo o mundo é realizada, sendo essa uma parte essencial do processo de elaboração destes relatórios. Isso ocorre a fim de assegurar uma avaliação completa e objetiva e refletir um espectro diverso de pontos de vista e especialidades. A partir dessas avaliações, o IPCC identifica qual o nível de consenso científico em diferentes áreas e indica em quais destas pesquisas mais aprofundadas são necessárias. Dessa forma, o próprio IPCC não realiza essa pesquisa em si, apenas assimilando as realizadas por diversos pesquisadores e tornando-as mais acessíveis para diferentes públicos-alvos (IPCC, 2018).

Ao longo do tempo, os *Assessment Reports* (AR), traduzido livremente como Relatórios de Avaliação, foram fontes para elaboração de diversas políticas climáticas globais. Em 1990, o IPCC produziu o Primeiro Relatório de Avaliação (FAR, *First Assessment Report*), reforçando a importância de tratar as mudanças climáticas como um desafio com consequências globais e a necessidade de cooperação internacional. Este relatório teve um papel crucial para a criação da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC, sigla em inglês), um tratado internacional cujo compromisso é reduzir o aquecimento global e lidar com as consequências das mudanças climáticas. O Segundo Relatório de Avaliação (SAR, *Second Assessment Report*), produzido em 1995, forneceu material importante para os governos elaborarem os termos do Protocolo de Quioto em 1997. Em 2001, o Terceiro Relatório de Avaliação (TAR, *Third Assessment Report*) focou nos impactos das mudanças climáticas e na urgente necessidade de adaptação. Enquanto isso, o Quarto Relatório de Avaliação (AR4, sigla em inglês), elaborado em 2007, estabeleceu as bases para a criação de um acordo pós-Quito, focando em limitar o aquecimento pós-revolução industrial em até 2°C. Por fim, o Quinto Relatório de Avaliação (AR5, sigla em inglês) foi finalizado entre 2013 e 2014 e forneceu as informações científicas para o Acordo de Paris, o qual foi assinado em 2015 (IPCC, 2018).

### Base científica

O sistema climático global é alimentado pela radiação solar e, aproximadamente, metade desta energia é fornecida na parte visível do espectro eletromagnético (Figura 1). Como a temperatura da Terra tem sido relativamente constante ao longo de muitos séculos, a energia solar recebida deve estar em equilíbrio com a radiação que deixa nosso planeta, aproximadamente. De toda a radiação solar de onda curta (SWR, *shortwave radiation*) recebida, cerca de metade é absorvida pela superfície terrestre. A

O diagrama ilustra a interação entre a atmosfera e a superfície terrestre, destacando os fluxos de radiação e os processos de feedback climático. No topo, o sol emite radiação solar (SWR) que é recebida pela atmosfera. Parte desta radiação é refletida pela atmosfera (SWR refletida pela atmosfera) e parte é absorvida (SWR Absorvida pela atmosfera). A radiação solar que atinge a superfície é refletida (SWR Refletida pela superfície) ou absorvida, gerando fluxos de calor latente e sensível. A superfície também emite radiação infravermelha (LWR emitida da superfície). A atmosfera emite LWR para o espaço (LWR emitida) e também para a superfície (Retorno de LWR). Os gases de efeito estufa (Gases de Efeito Estufa) contribuem para o retorno de LWR. As nuvens (Nuvens) interagem com a radiação solar e infravermelha, refletindo a SWR e absorvendo/emetendo LWR. Os aerossóis (Aerossóis) também interagem com a radiação solar e infravermelha, refletindo a SWR e absorvendo/emetendo LWR. As mudanças no albedo superficial (Mudanças no Albedo Superficial) afetam a refletividade da superfície, influenciando a SWR refletida. As mudanças na vegetação (Mudanças na vegetação) também afetam a refletividade da superfície. A emissão de gases e aerossóis (Emissão de gases e aerossóis) contribui para a formação de nuvens e aerossóis, influenciando a SWR refletida e a LWR emitida.

A radiação de onda longa (LWR – longwave radiation – também conhecida como radiação infravermelha) emitida pela superfície terrestre é reabsorvida por alguns constituintes da atmosfera – vapor d'água, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e outros gases de efeito estufa (GEE) – e nuvens, os quais emitem de volta as LWRs para todas as direções. A parcela das LWRs que são emitidas de volta para a Terra aumenta a temperatura de camadas mais baixas da atmosfera e da superfície terrestre – fenômeno conhecido como efeito estufa. A maior parte da energia perdida pela Terra por meio de radiação infravermelha vem das camadas mais altas da troposfera. O Sol fornece sua energia para o planeta, em sua maior parte, na região tropical e subtropical e, então, essa energia é parcialmente

redistribuída para as latitudes médias e altas por processos de transportes oceânicos e atmosféricos (IPCC, 2013).

Mudanças na atmosfera, superfície, oceanos, biosfera e criosfera – tanto naturais quanto antropogênicas – podem perturbar o balanço radiativo da terra, produzindo um forçamento radiativo (RF, sigla em inglês) que afeta o clima. RF é uma medida de alteração líquida no balanço energético em resposta a uma perturbação externa. As causas para mudanças no clima podem incluir, por exemplo, mudanças na irradiação solar e mudanças na concentração de gases-traço e aerossóis na atmosfera (Figura 1). Analisando os RF de substâncias antropogênicas e naturais do período de 1750 até 2011, um indicativo do aumento de temperatura observado nesse intervalo, nota-se que a maior parte é causada pelas emissões advindas de atividades humanas. Do total de  $2,29 \text{ W/m}^2$  de RF, somente as emissões de  $\text{CO}_2$ , um dos principais GEEs, foram responsáveis por  $1,68 \text{ W/m}^2$ . Além disso, percebe-se que, de 2005 para 2011, houve um aumento de 43% no valor do forçamento radiativo devido, principalmente, ao crescimento contínuo na concentração da maioria dos GEE. Na Figura 2, pode-se observar como se deu a evolução da concentração de  $\text{CO}_2$  atmosférico de 1960 até 2011 (IPCC, 2013)

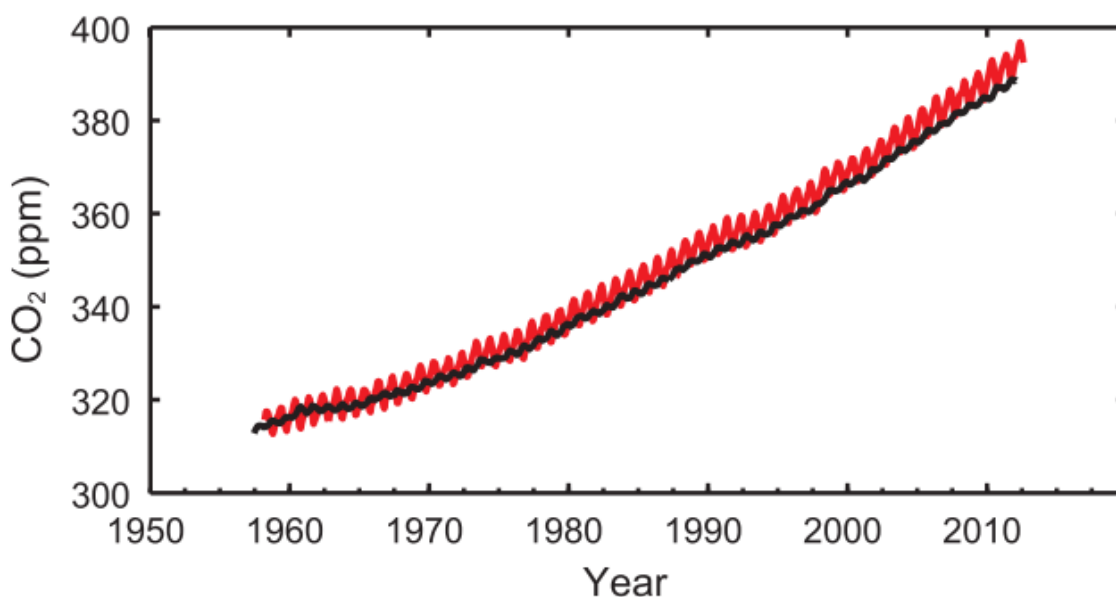


Figura 2. Concentração de  $\text{CO}_2$  atmosférico de 1960 até 2011  
Dados coletados em Mauna Loa ( $19^\circ 32' \text{N}$ ,  $155^\circ 34' \text{W}$  – linha vermelha) e Polo Sul ( $89^\circ 59' \text{S}$ ,  $24^\circ 48' \text{W}$  – linha preta)  
Fonte: IPCC (2013b)

Diversas atividades humanas são responsáveis pela emissão de GEE, desde a queima de combustíveis fósseis para geração de energia até a decomposição de seus

resíduos sólidos. No ano de 2010, houve a emissão de cerca de 49 GtCO<sub>2eq</sub><sup>2</sup>, sendo 35% devido ao suprimento de energia, 24% ao uso do solo, 21% a processos industriais, 14% ao setor de transporte e 6% ao setor de construções. Na Figura 3, pode-se observar a parcela referente à que tipo de gás de efeito estufa que compõem as emissões anuais. O aumento das emissões ao longo dos anos se deu principalmente devido ao crescimento populacional e econômico. Enquanto a contribuição do crescimento populacional se manteve estável nas últimas três décadas, a do econômico vem aumentando drasticamente. Assim, apesar dos esforços em reduzir emissões por meio de melhorias na intensidade de energia, não foi alcançada a almejada redução das emissões absolutas de GEE (IPCC, 2014a).

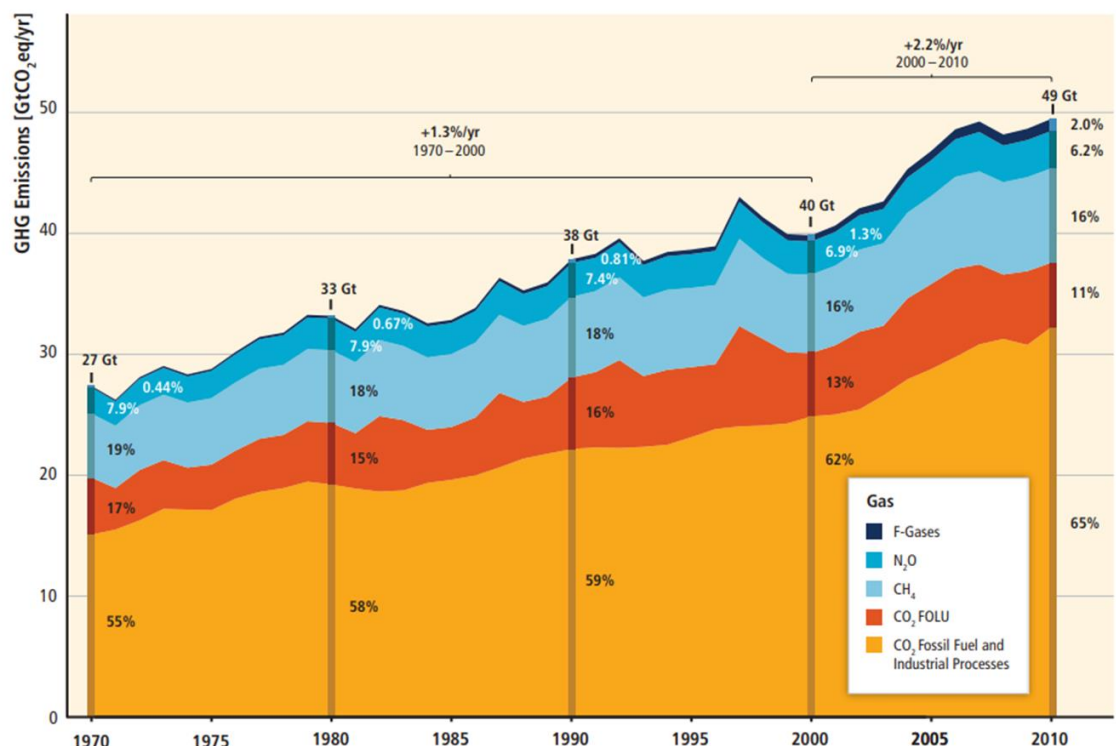


Figura 3. Total anual de emissões antropogênicas de 1970 até 2010  
Fonte: IPCC (2014b)

Por fim, segundo IPCC (2014a), atualmente já é possível atribuir alguns impactos das mudanças climáticas aos sistemas físicos, biológicos e humanos da Terra em suas diferentes regiões, conforme a Figura 4. Nela, nota-se que há um intervalo de confiança ligado a cada um dos impactos identificados, além da indicação se as mudanças climáticas contribuíram muito ou pouco ao sistema.

<sup>2</sup> CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>) é um meio utilizado para comparar as emissões de vários GEE de acordo com seu potencial de aquecimento global.

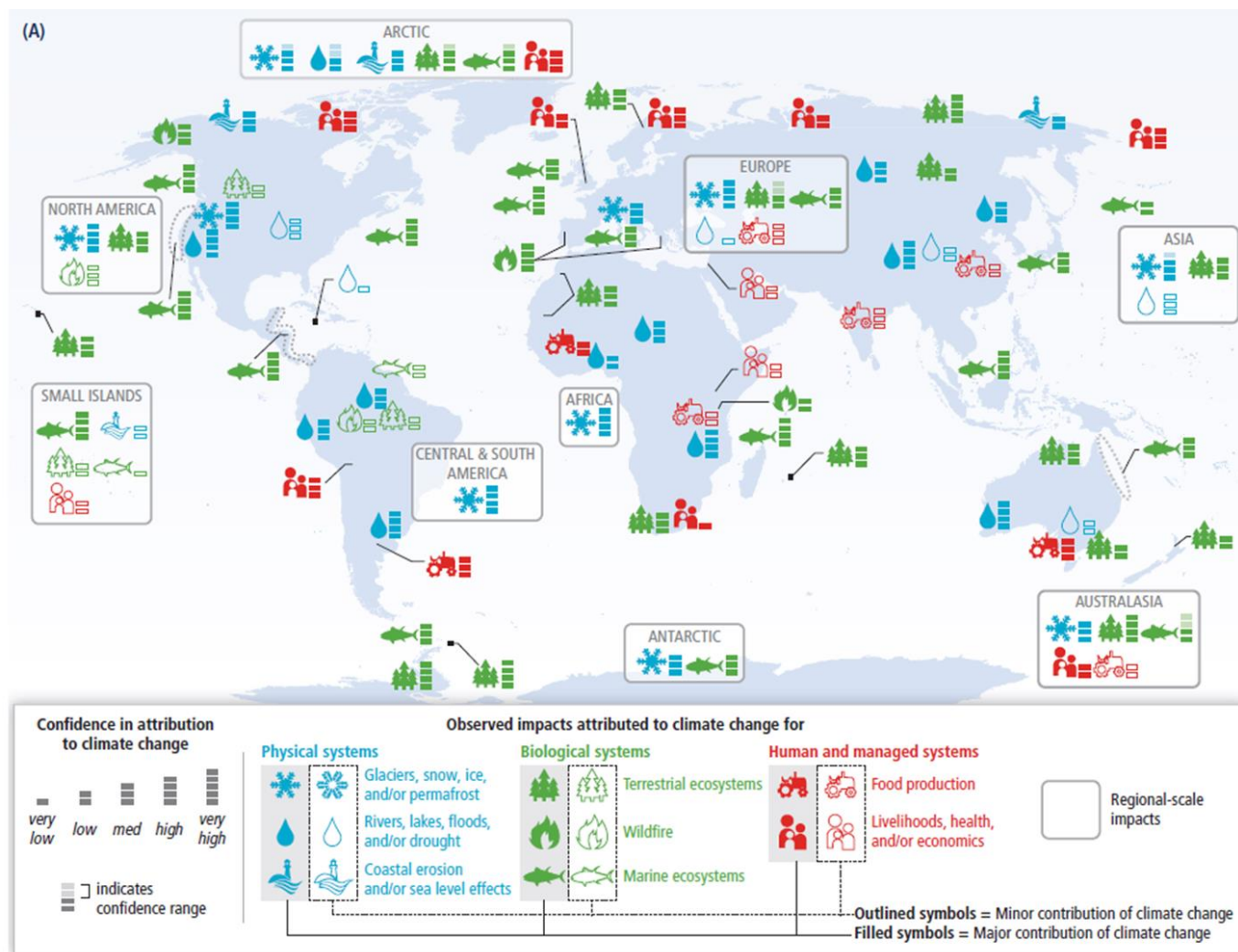


Figura 4. Impactos nas décadas recentes atribuídos às mudanças climáticas  
Fonte: IPCC (2014a)



## Modelos Climáticos

Buscando estabelecer os cenários futuros para analisar os efeitos das mudanças climáticas, rotineiramente são utilizados os modelos climáticos para diferentes projeções de emissão de GEEs. Estes são a principal ferramenta para a obter de projeções do clima daqui a dezenas de anos. Eles são constituídos a partir de representações climáticas do sistema climático global e suas interações. A base matemática por trás desses modelos são elaboradas a partir de leis bem estabelecidas da Física e em dados observacionais e são expressos em códigos computacionais, sendo processados em supercomputadores. Conforme mostra a Figura 5, a estrutura de um modelo climático parte de um conjunto de modelos acoplados, que descrevem os processos físicos na atmosfera, no oceano e na superfície da Terra, além das interações entre esses componentes do sistema climático (BRASIL, 2015).

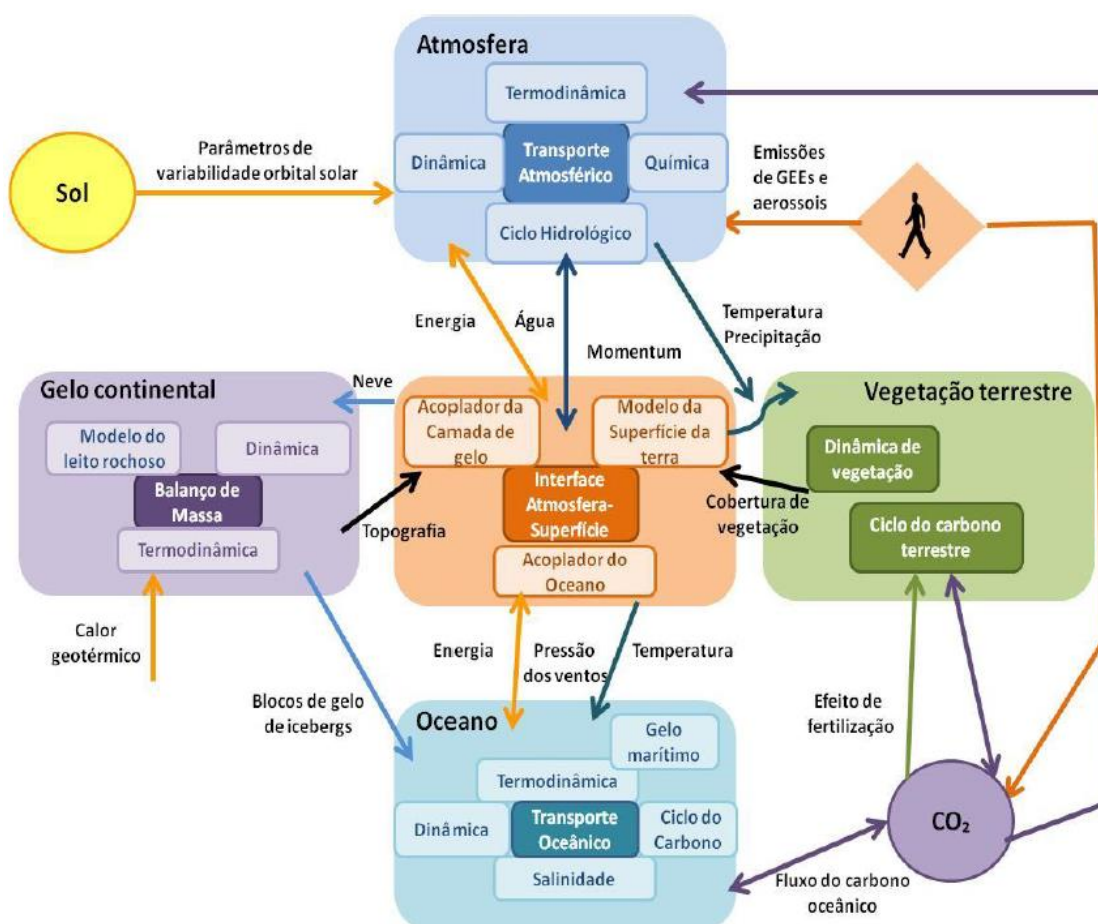


Figura 5. Representação esquemática de um modelo climático  
Fonte: BRASIL (2015)

Nos modelos climáticos globais (GCM, sigla em inglês), o planeta terra é dividido horizontalmente em uma grade, com células (com lado da ordem de centenas de

quilômetros) as quais abrangem toda sua superfície e os oceanos e, verticalmente, a atmosfera em camadas que abrangem de 19 a 38 níveis na atmosfera e de 20 a 40 níveis nos oceanos, conforme ilustrado na Figura 6. Portanto, são formadas células 3d, para as quais os cálculos dos processos físicos são realizados. Ademais, o tempo é considerado como uma quarta dimensão na modelagem, dividido em intervalos que definem a frequência em que os cálculos são repetidos (GOOSSE, 2015).

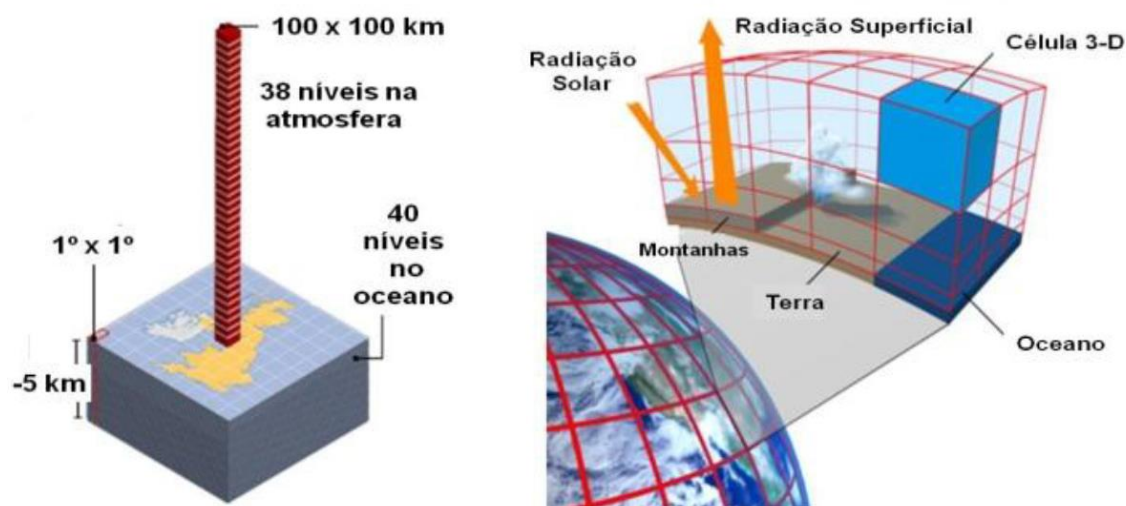


Figura 6. Componentes em um GCM  
Fonte: BRASIL (2015)

Por conta da variedade de processos físicos que interagem em diversas escalas de espaço e tempo, muitos destes não podem ser tão bem resolvidos matematicamente devido às limitações dos modelos. Assim sendo, esses processos, na grade adotada, precisam ser parametrizados, ou seja, são incluídos nos modelos a partir de aproximações baseadas no conhecimento adquirido por especialistas (BRASIL, 2015).

Conforme BRASIL (2015), os GCMs apresentam resultados numa escala pouco detalhada, portanto a fim de observar como as mudanças climáticas ocorrem a nível mais regional, de acordo com os diversos níveis de concentração de GEE possíveis, é preciso ampliar a resolução espacial destes modelos. Dessa forma, a fim de representar as características de, por exemplo, regiões costeiras e montanhas específicas ou de processos atmosféricos de menor escala, utilizam-se técnicas de downscaling ou, em outras palavras, de redução de escala de grade. Existem diversas técnicas para realizar o downscaling como, por exemplo: simples, estatística, aninhada, etc. No downscaling simples, é feita a interpolação de resultados obtidos nas grades do GCM, realizando uma adaptação ao contexto local. No estatístico, as características principais do clima global e regional/local são relacionadas

estatisticamente. No downscaling aninhado, os resultados do GCM são utilizados como condições iniciais e de contorno para o RCM, estando o modelo regional aninhado ao global, conforme Figura 7 (BETTS et al., 2011)

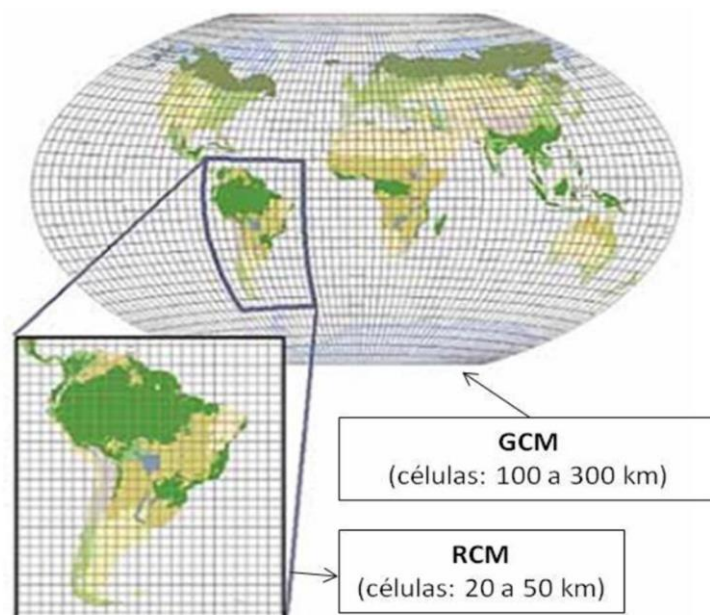


Figura 7. Comparação da escala de modelos climáticos regionais e globais.  
Fonte: BRASIL (2015)

#### Cenários de Emissões de GEE

A fim de realizar as projeções do clima, tanto a partir de RCMs quanto GCMs, é necessário estipular a trajetória das emissões de GEE no futuro. Tendo em vista a relação das emissões antropogênicas de GEE e o agravamento do aquecimento global, dependendo do nível das atividade humanas no futuro e/ou tipo destas (e.g. aumento da geração de eletricidade por fontes renováveis), a trajetória da evolução das emissões será diferente e, conseqüentemente, a magnitude das mudanças climáticas (IPCC, 2013a).

Nesse sentido, em 1992, o IPCC desenvolveu o primeiro de uma série de cenários (IS92) para avaliar a trajetória das emissões de GEE e o clima futuro. Nesta série haviam seis cenários, cobrindo uma ampla variedade de trajetórias. Estes variavam desde cenários de baixa emissão, onde as emissões de CO<sub>2</sub> chegavam ao seu pico em 2020 abaixo de 8 bilhões de toneladas (Gt) de carbono por ano, até cenários de alta emissão, crescendo constantemente neste século, chegando a 35 Gt de carbono até 2100 (KING et al., 2015).

Em 2000, durante a elaboração do TAR, o IPCC publicou o Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (SRES, sigla em inglês), o qual substituiu o IS92 com 40

cenários distintos, agrupado em seis “famílias”, cada um com temas comuns para os principais fatores que influenciam a emissão de GEEs. Para os cenários do SRES, cada família tinha projeções para população, crescimento econômico, disparidade econômica entre países desenvolvidos e em desenvolvimento e tecnologias energéticas. Esses cenários cobriram uma variação um pouco menos ampla que os da IS92, apesar de também incluir cenários de baixa emissão, tendo suas emissões reduzindo ao longo do século , e muitos cenários de alta emissão, que apresentam um crescimento constante até 2100 (KING et al., 2015).

Para a elaboração do AR5, o IPCC alterou a forma de elaborar cenários para criação de uma nova série, utilizando as chamadas “Trajetórias de Concentração Representativa” (RCPs, sigla em inglês). As RCPs deixaram de buscar descrever explicitamente os diversos fatores sociais envolvidos na elaboração de cenários, como crescimento econômico e populacional. Ao invés, as RCPs descrevem 4 trajetórias que levam a 4 diferentes níveis de forçamentos radiativos em 2100 (+2,6; +4,5; +6,0; +8,5 Wm<sup>2</sup>), conforme apresentado na Figura 8 (KING et al., 2015).

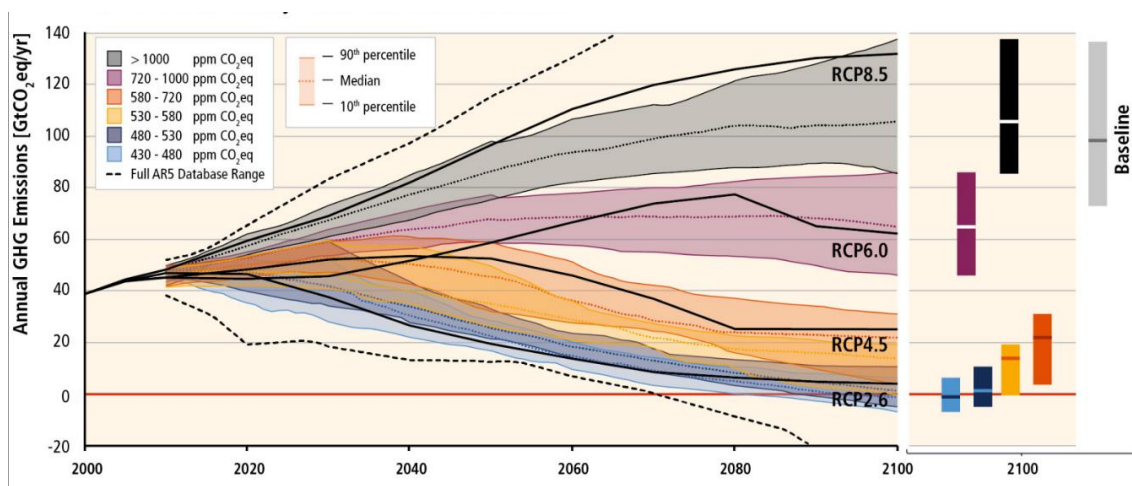


Figura 8. Cenários de emissão apresentados no AR5  
Fonte: IPCC (2013a)

Ademais, as RCPs foram os primeiros cenários do IPCC a considerar explicitamente o efeito das emissões depois de 2100. É conhecido, a partir de diversos modelos estudados, que o pico de aquecimento depende, principalmente, nas emissões acumuladas globais de CO<sub>2</sub>, o GEE mais importante e cuja porção significa deste se mantém na atmosfera por milhares de anos. Portanto, considerar o efeito do aquecimento nos cenários para além de 2100 é importante porque enfatiza que para estabilizar o forçamento radiativo requer que as emissões sejam reduzidas para próximo de zero em algum momento (KING et al., 2015).

Tendo em vista que os fatores sociais não são especificados, as RCPs podem ser alcançadas a partir de diversas combinações de trajetórias socioeconômicas. Por exemplo, pode haver uma redução no crescimento do consumo de energia devido a uma redução de crescimento econômico que compensaria uma transição mais lenta para uma matriz energética mais renovável. Contudo, apesar da simplicidade dos cenários RCP ser uma vantagem, ela também torna difícil entender quais são os causadores das emissões de GEE (KING et al., 2015).

Nenhuma das três gerações de cenários do IPCC pode ser considerada o “previsões” do futuro, mas sim como possibilidades para o futuro das emissões de GEE. Isso permite que o foco dos estudos na ciência climática seja o ciclo de carbono e o sistema climático, sem também necessitar confrontar o amplo espectro de fator que afetam como as emissões de GEE globais irão mudar ao longo do tempo. Assim, é possível entender o porquê da decisão de evitar a discussão de probabilidade acerca dos diferentes cenários, dada as complexidades em chegar num consenso entre todos os países e as incertezas intrínsecas aos fatores sociais. Contudo essas não são as únicas incertezas associadas aos modelos climáticos (KING et al., 2015).

#### Incertezas

As ciências da Terra estudam uma grande quantidade de processos que moldam o nosso ambiente. Alguns desses processos podem ser entendidos através de experimentos laboratoriais idealizados, por meio da alteração de um elemento do sistema e, então, identificando os efeitos de uma mudança num ambiente controlado. Contudo, assim como em outras ciências naturais e sociais, a complexidade de sistemas ambientais, em termos de falta de controle dos limites do sistema, do caráter multiescalar espacial e temporalmente e da infinidade de interações, geralmente desafiam a habilidade de cientistas para isolar definitivamente ligações causais. Dessa forma, ainda existem limites importante no entendimento de muitas questões relacionadas às ciências. Ainda assim, existem muitos casos onde cientistas conseguem realizar deduções utilizando ferramentas estatísticas com embasamento em evidências e com alto grau de confiança. Nesse sentido, apesar das incertezas, modelos numéricos e conceituais podem auxiliar na formação de entendimento e intuições acerca da interação de processos dinâmicos (IPCC, 2013)

Segundo BETTS et al. (2011), além das incertezas associadas às emissões e concentração de GEEs ao longo do tempo, existem duas outras importantes relacionadas a modelagem climática: variabilidade natural do tempo e clima e incerteza intrínsecas a modelagens. A primeira é ligada ao fato de o sistema

atmosférico ser caótico por natureza, ou seja, pode sofrer grandes alterações devido a mudanças mínimas na condição inicial que podem não ser mensuráveis. A segunda incerteza está ligada à nossa compreensão sobre o sistema climático e à nossa capacidade limitada de modelá-lo. Assim, modelos construídos de maneiras diversas – por exemplo, com parâmetros iniciais e configurações de grade distintas – obtêm resultados de diferentes magnitudes e padrões de mudanças climáticas.

Tais incertezas se tornam maiores no caso dos RCM, visto dependem fortemente das condições de contorno e dos métodos utilizados para adequar as suas variáveis à menor resolução espacial do GCM; assim, se houverem erros climáticos de larga escala nos GCMs, estes não apenas são incorporados pelos RCMs, mas também podem ser amplificados (PIELKE e WILBY, 2012). Além disso, se o RCM for aninhado em apenas poucos GCMs, os cenários de alta resolução não cobrem a completa gama de mudanças projetadas que um maior número de GCMs poderia indicar como futuros plausíveis, deste modo aumentando as incertezas dos resultados obtidos (IPCC, 2014a).

Dessa forma, de acordo com BRASIL (2015), a confiabilidade de um modelo climático, seja ele global ou regional, baseia-se em três pontos principais: (a) o fato de se fundamentar em leis bem estabelecidas da Física; (b) a sua capacidade de simular importantes aspectos do clima atual (tal avaliação é feita através da comparação dos resultados das simulações com observações da atmosfera, dos oceanos, da superfície terrestre, etc.; ou através da comparação dos resultados de múltiplos modelos climáticos); e (c) a sua capacidade em reproduzir características de climas e mudanças climáticas que ocorreram no passado. Ao atender a esses três pontos, os modelos climáticos são considerados capazes de prover consistentes estimativas quantitativas de mudanças climáticas futuras, com base em diferentes projeções de emissão de gases de efeito estufa (IPCC, 2014a).

## **2.2 Impacto das Mudanças Climáticas no setor energético**

Energia é essencial para desenvolvimento econômico e social e maior qualidade de vida em todos os países. Pode-se definir energia como a capacidade de realizar trabalho e esta pode ser encontrada de diversas formas (e.g. química, térmica, mecânica, elétrica, etc.). Ademais, a energia é capaz de ser armazenada, convertida e/ou amplificada dependendo da sua aplicação, podendo apresentar fontes fósseis (e.g. óleo, carvão, gás natural, etc.), renováveis (e.g. Sol, vento, mar, etc.) e físseis (e.g. urânio, plutônio, tório, etc.) (BILGEN, 2014).



O setor de oferta de energia é o maior contribuinte para emissões de GEE, representado aproximadamente 35% de todas emissões antropogênicas no ano de 2010. Na década de 90, a taxa de crescimento das emissões de GEE do setor era de 1,7% por ano, apresentando um aumento acelerado na década seguinte e chegando a 3,1% por ano (IPCC, 2014b). BILGEN (2014) assinala que nas últimas décadas houve um rápido aumento no consumo de energia devido ao crescimento econômico de países em desenvolvimento. Além disso, IPCC (2014b) complementa que o aumento da parcela de uso do carvão na matriz energética global também teve uma grande importância nesse crescimento. Na Figura 9 e Tabela 1, encontram-se as emissões do setor divididas entre seus subsetores.

Vale ressaltar que o setor de oferta de energia é compreendido pelos processos extração, conversão, armazenamento, transmissão e distribuição. Assim, este não engloba o uso final da energia pela indústria, transporte, construções e agricultura.

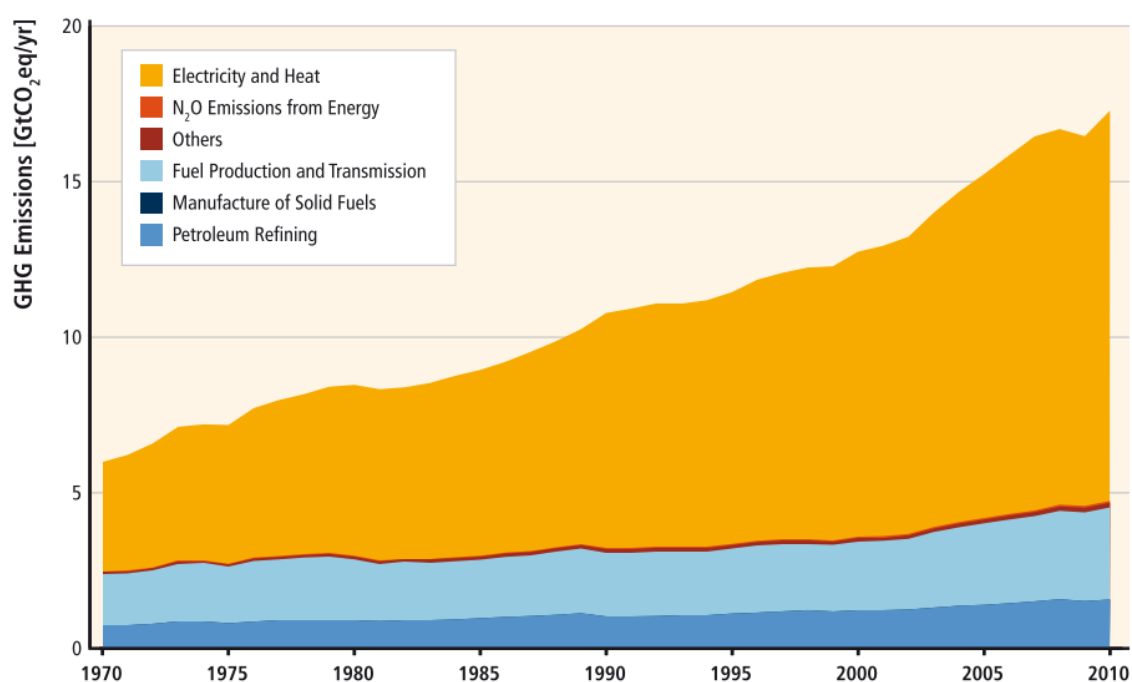


Figura 9. Emissões de GEE por subsetor.

Fonte: IPCC (2014b)

Tabela 1- Porcentagem das emissões de cada subsetor do setor de oferta de energia.

Fonte: Adaptado de IPCC (2014b)

|                                       | 1970       | 1990       | 2010       |
|---------------------------------------|------------|------------|------------|
| Eletricidade & Calor                  | 58,9       | 69,9       | 72,6       |
| Refino do Petróleo                    | 12,3       | 9,4        | 9,1        |
| Manufatura de Combustíveis Sólidos    | 0          | 0          | 0          |
| Produção e Transporte de Combustíveis | 27,5       | 19,3       | 17,1       |
| Outros                                | 1,1        | 1          | 0,9        |
| Emissões de N <sub>2</sub> O do setor | 0,3        | 0,3        | 0,3        |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>100</b> | <b>100</b> | <b>100</b> |

Assim, nota-se que as principais fontes de emissões de GEE estão relacionadas a geração de eletricidade e calor, seguido da produção e transmissão de combustível e refino do petróleo. Além disso, AKHMAT et al. (2014) realizou uma investigação empírica acerca da relação entre consumo de eletricidade e diversas variáveis ligadas às mudanças climáticas, e.g. atmosféricas, sistemas hídricos, organismos vivos, terras aráveis, etc. Como resultado, AKHMAT et al. (2014) obteve que há uma correlação entre o consumo de eletricidade e essas variáveis, indicando a importância dessa atividade humana nas mudanças climáticas. Analogamente, AZHAR KHAN et al. (2014) confirma a correlação unilateral entre aumento do consumo de energia e emissões de GEE, além da correlação entre consumo de energia e crescimento econômico.

Dessa forma, a fim de mitigar os possíveis impactos causados pelas mudanças climáticas, tanto no setor energético, como em diversas áreas da sociedade, deve se pensar em reduzir emissões de GEE. O consumo eficiente de energia é amplamente visto como a forma mais barata de se reduzir o consumo total de energia e, consequentemente as emissões de GEE. Espera-se que esse tipo de medida seja capaz de reduzir quantidades significativas de emissões sem incorrer em grandes custos, além de potencialmente trazer outros benefícios AZHAR KHAN et al. (2014). Esta seria uma maneira de reduzir a demanda por energia primária total no mundo.

Outra forma seria a substituição da atual matriz energética por uma com maior inserção de fontes renováveis de energia. Atualmente, as três maiores fontes de energia primária são fósseis, petróleo, carvão e gás natural, respectivamente, enquanto as renováveis somam apenas 12% (Figura 10). Entretanto, IPCC (2011) mostra que o potencial combinado de todas as fontes renováveis de energia excede a demanda atual em pelo menos uma ordem de grandeza. Assim, a justificativa para inserção de fontes renováveis na matriz energética se dá pelo fato de serem carbono-neutras, a princípio. Não há nenhuma emissão direta de CO<sub>2</sub> associada a produção de energia por meio de fontes renováveis que não biomassa. Além disso, mesmo levando



em consideração todos os estágios da produção, a grande maioria das fontes renováveis apresentam emissões de ciclo de vida menores que as de fontes fósseis (IPCC, 2011).

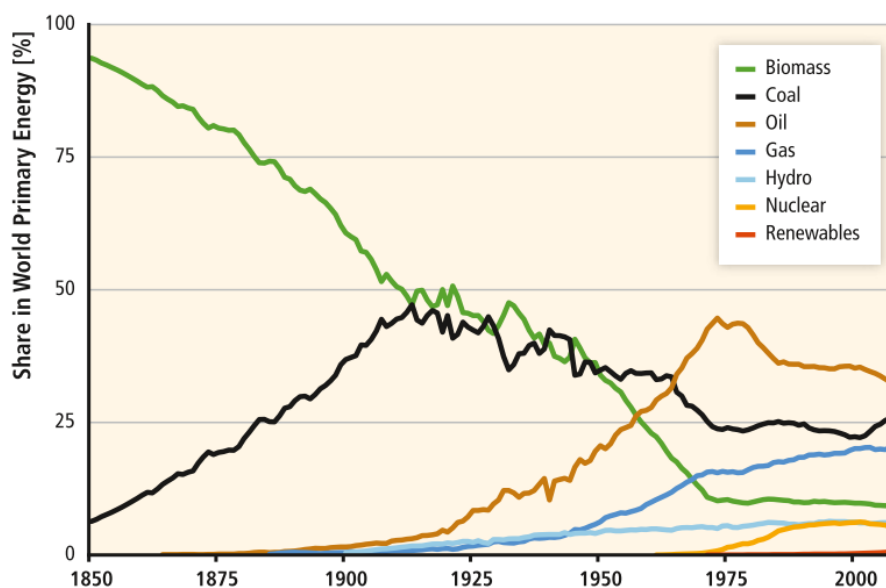


Figura 10. % de participação de fontes primárias de energia no mundo.

Fonte: IPCC (2011)

Deste modo, diversos estudos buscam analisar como será a inserção de fontes renováveis na matriz energética mundial ao longo dos anos. (IPCC, 2011) estima que para o ano de 2035, caso queiramos que a concentração de CO<sub>2</sub>eq na atmosfera se estabilize em 450 ppm, a parcela de fontes renováveis deveria somar cerca de 27% (Figura 11).

Entretanto, a inserção de fontes renováveis de energia no futuro pode ser limitada por diversos fatores, como: competição com outras fontes de energia; altos custos atuais; heterogeneidade regional de disponibilidade dos recursos (combinada com a capacidade limitada de transporte); e desafios para integrá-las ao sistema (LUDERER et al., 2014).

Além de ser um dos principais causadores das emissões de GEE antropogênicas, o setor energético pode sofrer diversos impactos devido às mudanças climáticas. A importância de entender os impactos das mudanças climáticas no setor energético se dá pela grande incerteza associada à tomada de decisão nessa atividade, sendo a variabilidade do clima uma das fontes de incerteza. Entretanto, os modelos convencionais de análise do planejamento e operação do setor assumem que as variáveis climáticas são estacionárias, podendo aumentar mais as incertezas associadas a um quadro de mudanças climáticas. Assim, incluir nessa análise as

vulnerabilidades do setor energético é crucial para o desenvolvimento de políticas para lidar com as mudanças climáticas (SCHAEFFER et al., 2012).

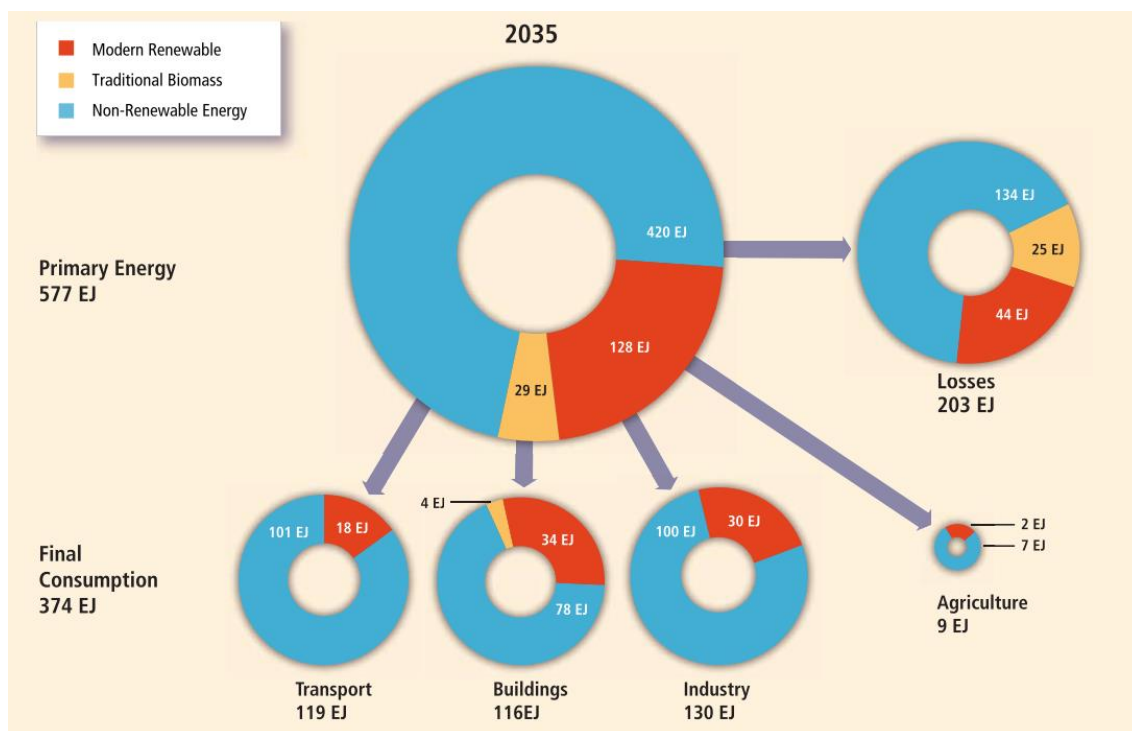


Figura 11. Consumo de energia primária no mundo em 2035 num cenário de estabilização em 450ppmCO<sub>2</sub>eq.

Fonte: (IPCC, 2011)

Além de ser um dos principais causadores das emissões de GEE antropogênicas, o setor energético pode sofrer diversos impactos devido às mudanças climáticas. A importância de entender os impactos das mudanças climáticas no setor energético se dá pela grande incerteza associada à tomada de decisão nessa atividade, sendo a variabilidade do clima uma das fontes de incerteza. Entretanto, os modelos convencionais de análise do planejamento e operação do setor assumem que as variáveis climáticas são estacionárias, podendo aumentar mais as incertezas associadas a um quadro de mudanças climáticas. Assim, incluir nessa análise as vulnerabilidades do setor energético é crucial para o desenvolvimento de políticas para lidar com as mudanças climáticas (SCHAEFFER et al., 2012).

Primeiramente, é necessário entender a diferença entre os recursos naturais de estoque e de fluxo. Para recursos de estoque como petróleo, gás natural, carvão e urânio, a existência destes não será alterada pelas mudanças climáticas. Entretanto, a

disponibilidade deles como reserva poderá ser alterada<sup>3</sup>. Por exemplo, as novas condições climáticas podem facilitar o acesso a muitas áreas na região do Ártico onde existem recursos de petróleo e gás natural. Na Sibéria, o desafio na extração do petróleo se dá pelo acesso, produção e distribuição do óleo em meio a condições climáticas extremas – temperaturas que chegam a -35° no inverno. Com o aumento das temperaturas e diminuição das geleiras, o período de exploração pode ser expandido e novos campos podem ser desenvolvidos. Quanto ao carvão, é possível que a exploração deste recurso e quantidade de reservas possa ser afetada pelo aumento na frequência de chuvas intensas. Como efeito dessa variação, espera-se um aumento no nível das águas subterrâneas e possíveis alagamentos, tornando mais custosa a exploração do carvão (SCHAEFFER et al. 2012).

Já para recursos de fluxo, como todas as fontes de energia renovável, a análise é diferente. Muitos recursos renováveis dependem do ciclo hidrológico de alguma maneira. Com as mudanças climáticas, espera-se que eventos extremos (secas e cheias) aconteçam com maiores frequências, causando uma variação na disponibilidade desse recurso, tanto para mais quanto para menos. No caso do uso da água para geração hidroelétrica, altamente dependente dos padrões sazonais do ciclo hidrológico, os impactos podem ser ainda maiores (SCHMIDT et al., 2016).

Ainda sobre a água, segundo MOURATADIOU et al. (2016) espera-se que o consumo de água para suprir demandas de energia dobre até 2030, devido a mudanças na demanda total de água e na intensidade do uso da água na produção de eletricidade. Somando-se às variações inter-regionais da disponibilidade deste recurso devido a mudanças no ciclo hidrológico, a necessidade de um aumento no consumo poderá causar pressões extremas, amplificando o estresse hídrico que algumas regiões do mundo já vivenciam.

MOURATADIOU et al. (2016) complementa que, em cenários de mitigação das Mudanças Climáticas, a demanda por água deverá crescer em cerca de 2700 km<sup>3</sup> de água por ano somente para alcançar as metas de inserção da bioenergia na matriz energética do mundo. Além da maior pressão pelo plantio de culturas energéticas para mitigação, as mudanças climáticas podem afetar o cultivo de outras formas mais diretas. Por exemplo, o aumento das temperaturas pode: modificar características do solo, refletindo na produtividade das plantações; aumentar as taxas de evapotranspiração, aumentando a necessidade de irrigação; afetar o metabolismo de

---

<sup>3</sup> Recurso refere-se a todo o material existente. Enquanto isso, reserva é todo recurso que é técnica e economicamente viável de ser extraído e utilizado.

insetos, acelerando sua reprodução e ampliando a incidência de pestes. A maior incidência de eventos extremos, como secas e enchentes, pode influenciar negativamente as safras. Além disso, cada planta tem uma faixa de condições climáticas nas quais ela consegue se desenvolver e uma alteração na temperatura regional poderá causar mudanças no perfil da agricultura de cada região. Entretanto, níveis maiores de CO<sub>2</sub> na atmosfera podem causar um impacto positivo em culturas sensíveis ao CO<sub>2</sub>, melhorando a atividade fotossintética (SCHAEFFER et al., 2012).

Uma das fontes de energia que pode sofrer variações com as mudanças climáticas é a eólica, a qual sua disponibilidade e confiabilidade dependem diretamente das condições climáticas. As variações esperadas são da ordem da distribuição geográfica e da variabilidade da velocidade dos ventos. Assim, diferentes regiões sofrerão de forma diferenciada com a variação do recurso eólico, enquanto a variabilidade da velocidade dos ventos afetará a viabilidade econômica da sua exploração e a confiabilidade na produção de eletricidade a partir dele (PEREIRA et al., 2013). Por exemplo, CARVALHO et al. (2016) projetam que a intensidade recurso eólico tenderá a ser reduzido em comparação aos períodos atuais na Europa, exceto para a região do mar Báltico e arredores, onde possivelmente haverá um aumento.

Ademais, a circulação atmosférica oceânica é responsável pela geração das ondas. Assim, mudanças no regime de ventos causarão impactos na formação das ondas que chegam à costa. Variações no padrão de ondas podem ocorrer de forma diferenciada em toda a Terra, seguindo os efeitos da variação do padrão de ventos de forma não-linear. Por exemplo, no Oeste da Escócia uma redução de 20% na velocidade média dos ventos resultaria numa diminuição dos níveis de energia na onda em 67%, enquanto um aumento equivalente causaria uma elevação de 133% (HARRISON e WALLACE, 2005).

Os recursos solares são afetados pelas Mudanças Climáticas ao alterar o conteúdo de vapor da atmosfera, nebulosidade e características das nuvens. Assim, há interferência tanto na radiação direta quanto na difusa. Como os impactos nessas variáveis variam nas diferentes regiões do globo, esse também será o esperado para os recursos solares, podendo apresentar impactos positivo (aumento na radiação solar) ou negativo (redução na radiação solar) dependendo da localização (CISCAR e DOWLING, 2014).

### **2.3 Impacto das Mudanças Climáticas em Usinas Hidrelétricas**

Usinas hidrelétricas são responsáveis pela geração elétrica, em média no mundo, de 3.930 TWh por ano, sendo 16% da eletricidade gerada globalmente e 78% das renováveis em 2015. Atualmente, a capacidade instalada desta fonte é de cerca de 1.100 GW – principalmente na Ásia e América Latina – e esta vêm crescendo a uma taxa de cerca de 3,5% ao ano nos últimos 5 anos. Ainda, nos dias de hoje, aproximadamente 160 GW de capacidade hidrelétrica estão em construção e mais de 1000GW estão em alguma fase de planejamento (BERGA, 2016).

Usinas hidrelétricas tem sido extensivamente implementadas em países desenvolvidos, onde mais de 50% do seu potencial hidrelétrico já vem sendo explorado. No caso de economias emergentes, o potencial se encontra entre 20% e 30%, apresentando, ainda, uma grande possibilidade de expansão. Destas, a África é um caso extremo, onde apenas 7% do potencial hidrelétrico economicamente viável foi implantado de fato (BERGA, 2016).

Contudo, a quantidade de eletricidade gerada por uma usina hidroelétrica depende da sua capacidade instalada e, também, da variação da entrada de água nos seus reservatórios. Desta maneira, a variabilidade natural do clima já tem uma grande influência no planejamento e operação destes sistemas hidroelétricos, já que são planejados baseados em dados históricos de vazão. Este planejamento determina a quantidade e variabilidade da energia produzida de acordo com as flutuações diárias ou sazonais. Em contexto de Mudanças Climáticas, a operação das usinas hidroelétricas existentes será afetada, além de, possivelmente, comprometer a viabilidade de novos empreendimentos, tendo em vista que uma parcela significativa de incertezas será adicionada a uma operação que já tem que lidar com muitas SCHAEFFER et al. (2012).

Segundo BERGA (2016), é provável que as mudanças climáticas alterem a vazão dos rios, resultando em impactos na geração hidrelétrica. Em geral, os impactos das mudanças climáticas podem ser bastante variáveis temporalmente e espacialmente, dependendo das mudanças no regime de chuva e nos efeitos em geleiras e derretimento de neve. Por exemplo, foi estimada uma redução de 6% o potencial hidrelétrico de toda a Europa até a década de 2070. Entretanto, para o norte e leste da Europa foi estimada um acréscimo de 15% a 30% na geração hidrelétrica, para o oeste e centro da Europa, uma estabilização e, para a região mediterrânea, um decréscimo de 20% a 50% (LEHNER et al., 2005)

FAN et al. (2018) avaliaram, a partir de um modelo econométrico, os impactos de fatores climáticos na geração hidrelétrica regional na China, utilizando dados mensais de 28 províncias. Foram projetadas as possíveis mudanças na geração elétrica sob a atuação de alterações climáticas a partir dos três cenários propostos no relatório AR5 do IPCC (RCP2.6, RCP 4.5 e RCP8.5). Os impactos observados apresentaram uma diferença entre as regiões norte e sul da China. Por exemplo, nas regiões do sul do país, a geração hidrelétrica sofre maior influência da precipitação do que as do Norte. Ademais, por conta das mudanças climáticas, é esperada uma redução na geração hidrelétrica da China em 153,29 bilhões de KWh, 67,49 bilhões de KWH e 22,10 bilhões de kWh para os cenários RCP8.5, RCP4.5 e RCP2.6, respectivamente. Isso mostra que a hidroeletricidade no país é sensível e vulnerável a flutuações climáticas, podendo impactar o desenvolvimento deste no futuro.

Na África, a vulnerabilidade dos recursos hídricos e produção potencial de hidroeletricidade frente aos impactos das mudanças climáticas foi avaliada por HAMUDUDU e KILLINGTVEIT (2016). Para realizar essa avaliação na bacia do rio Zambeze, foi feito um *downscale* de cenários futuros projetados por cinco GCMs e utilizado o modelo hidrológico Hydrologiska Byrans Vattenbalansavdelning (HBV). De acordo com as simulações, a temperatura do ar e evapotranspiração potencial irá aumentar, enquanto a espera-se a redução na precipitação. Assim sendo, o sistema hidrelétrico do rio, provavelmente, será afetado negativamente como resultado das mudanças climáticas. Isto porque é esperada uma redução na vazão dos rios e maior evaporação nos reservatórios graças ao aumento de temperatura e da evapotranspiração, além da precipitação reduzida. Consequentemente, a análise indica uma redução de 9% na geração hidrelétrica na década de 2020, 18% em 2050 e 28% em 2080.

Considerando os impactos das mudanças climáticas em Portugal, TEOTÓNIO et al. (2017) utilizam um modelo de otimização bottom-up de equilíbrio parcial para avaliar quais seriam seus efeitos no sistema elétrico do país até 2050, focando na geração hidrelétrica e disponibilidade hídrica. Resultados mostraram que, apesar da redução esperada de 41% na produção hidrelétrica do país, essa fonte ainda seria uma das mais custo-efetivas no sistema elétrico. Contudo, as mudanças climáticas causariam um aumento no preço da eletricidade de 17%, aproximadamente.

Buscando avaliar como as mudanças climáticas e flutuações de mercado afetam a incerteza das receitas de usinas hidrelétricas, GAUDARD et al. (2016) faz uso tanto de métodos quantitativos, como qualitativos, utilizando como estudo de caso a UHE de

Mauvosin situada nos alpes suíços. Neste caso, o preço da eletricidade apresenta um papel preponderante em conferir incerteza ao quanto de receita a hidrelétrica irá gerar, frente aos impactos das mudanças climáticas.

BOEHLERT et al. (2016) analisam os efeitos físicos e econômicos de alterações na geração hidrelétrica nos Estados Unidos considerando os resultados de 18 GCMs. Dessa forma, utilizando um modelo de sistemas de recursos hídrico de 2119 bacias hidrográficas que simula a vazão dos rios e aloca potenciais conflitos no uso da água e demandas dependentes das condições meteorológicas, foi elaborada uma estimativa dos impactos de diferentes níveis de emissões de GEE na geração hidrelétrica do país. Posteriormente, esses impactos são monetizados utilizando dados do modelo de planejamento do setor elétrico para as 500 maiores hidrelétricas dos EUA. Assim sendo, devido a um aumento na vazão dos rios do noroeste do país em cenários de maior emissão, as mudanças climáticas tenderiam a aumentar a produção geral eletricidade por UHEs no país. Contudo, durante meses os meses secos, a geração tende a ser reduzida em nos piores cenários de emissão, ameaçando a energia firme das UHEs. Apesar disso, num cenário de mitigação de emissões a utilização de hidrelétricas gera benefícios econômicos anuais da ordem de \$3 bilhões, sendo o valor presente desses benefícios, descontados em 3% a.a., de \$34 bilhões a \$45 bilhões no período de 2015 a 2050.

## 3 AMAZÔNIA

### 3.1 Mudanças Climáticas e Amazônia

Os rios e planícies aluviais da bacia amazônica transportam grandes quantidades de água, influenciam o ciclo biogeoquímico do carbono e outros nutrientes, emitem dióxido de carbono e metano para atmosfera e são lar de ecossistemas terrestres e aquáticos diversos. Rios podem servir como importante corredores de transporte. Povoados utilizam os ambientes ribeirinhos para sua subsistência. O atendimento da demanda elétrica no Brasil depende dos reservatórios de hidrelétricas, existentes e planejados para a Amazônia (SORRIBAS et al., 2016). Segundo ARTAXO et al. (2012), o aquecimento global e a variabilidade climática já estão influenciando a bacia amazônica. Variações sazonais e interanuais das extensões inundadas vem se ampliando e, conforme o fluxo das águas varia, os habitats aquáticos são alterados consideravelmente. Resultados de simulações realizadas já ilustram a escala potencial de resposta do sistema às variações climáticas (SORRIBAS et al., 2016). MARENGO e ESPINOZA (2016) analisaram o quanto eventos hidrológicos excepcionais que ocorreram na bacia amazônica, como grandes secas e inundações do século XXI, impactaram a região, alertando cientistas, governos e o público geral aos impactos das mudanças climáticas.

ESPINOZA et al. (2009) encontraram um comportamento contrastante entre regiões da bacia Amazônia para tendências de vazão num longo prazo, a partir de dados históricos. Sua análise mostrou que houve uma redução na vazão anual mínima na região sudeste da bacia, enquanto houve um aumento na vazão anual máxima na região noroeste. Ademais, GLOOR et al. (2013) demonstrou uma tendência de aumento na precipitação e na vazão anual máxima do rio Amazonas coincidente com uma tendência de aumento na temperatura da superfície do mar do Atlântico próximo aos trópicos na década de 90.

SORRIBAS et al. (2016) analisaram projeções de impactos das mudanças climáticas na vazão e em áreas de inundação ao longo da bacia Amazônica utilizando o modelo hidrológico regional MGB-IPH com simulação hidráulica unidimensional dos rios e de armazenamento de água em planícies. Suas projeções futuras para o clima, de 2070 a 2099, foram obtidos a partir de 5 GCMs CMIP5 do Relatório AR5 do IPCC. Como resultado, SORRIBAS et al. (2016) encontraram que há uma tendência de seca na parte leste da bacia, enquanto a oeste se tornará mais úmida (Figura 12). Esses resultados indicam um aumento na vazão média e máxima para grandes rios cuja



bacia de drenagem se encontra nos Andes contribui para um acréscimo nas vazões e amplitude das áreas inundadas nas planícies peruanas e na sub-bacia do Rio Solimões, no oeste da Amazônia. Enquanto isso, nas bacias do leste, foi projetada uma redução na área inundada de 15,9% na área central da bacia e de 4,4% no Sudeste.

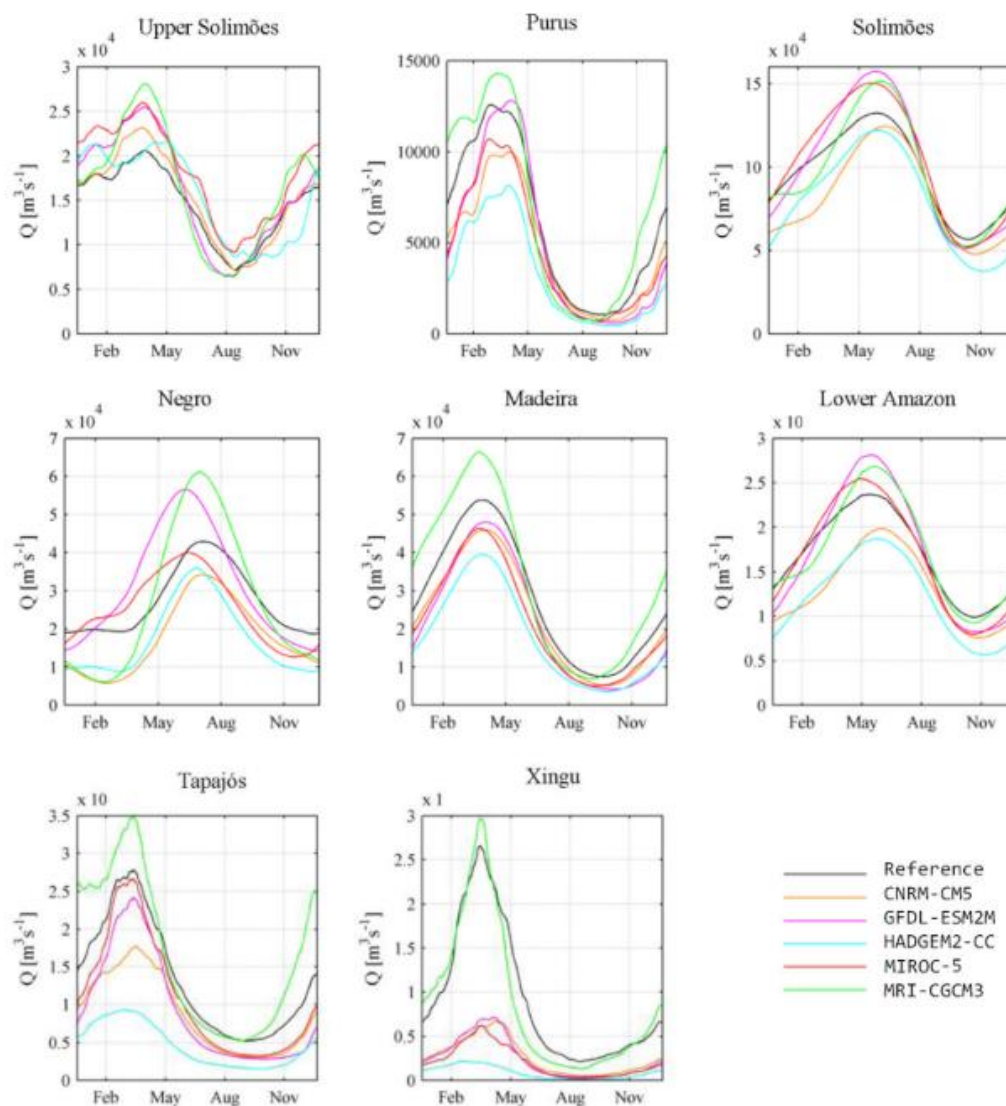


Figura 12. Variação sazonal da vazão nos rios de diferentes sub bacias da Amazônia  
Fonte: SORRIBAS et al. (2016)

MCTIC (2016) buscou analisar a vulnerabilidade de diversos setores às mudanças climáticas no Brasil e, para isso, realizou projeções da variabilidade da disponibilidade dos recursos hídricos em todas as bacias hidrográficas do país. Utilizando a média dos resultados de três cenários (Eta-HadGEM2-ES RCP4.5, Eta-HadGEM2-ES RCP 8.5 e Eta-MIROC5 RCP 8.5) foram obtidas anomalias do indicador de vazão  $Q_{95}$  para as bacias hidrográficas analisadas (Figura 13). Dessa forma, verificou-se que a maioria das regiões hidrográficas apresentaram um comportamento

similar para os três períodos estudados, havendo uma acentuação do impacto no final do século e apresentando redução de 20% a 40% nas vazões até 2070. Os piores casos são os das regiões hidrográficas dos rios São Francisco e Tocantins que apresentaram uma redução superior a 50%.

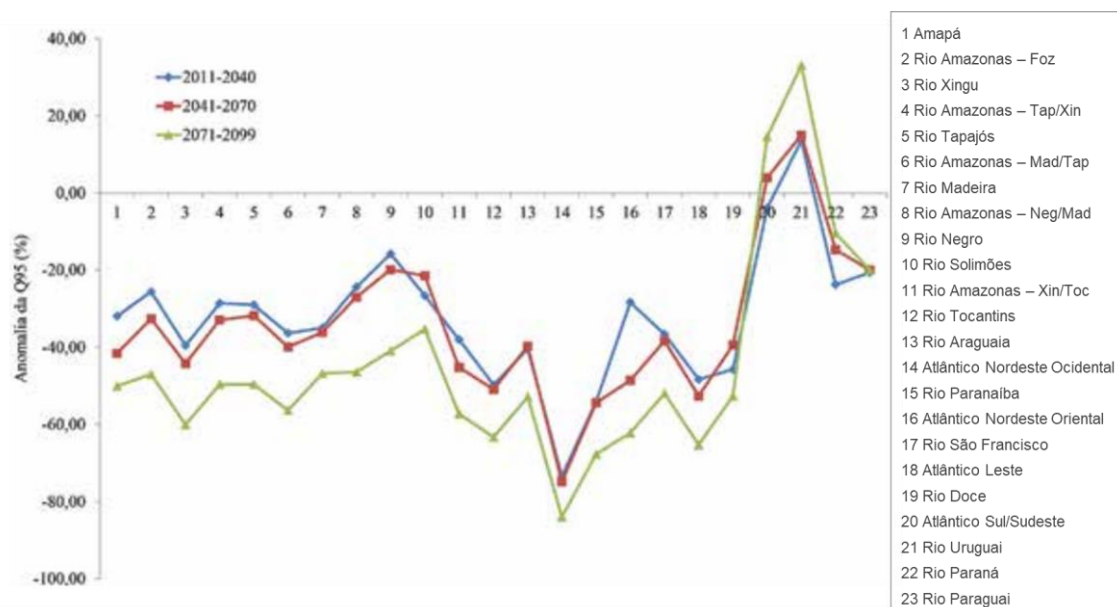


Figura 13. Anomalia média da vazão Q95 considerando os três cenários por região hidrográfica  
Fonte: MCTIC (2016)

As bacias amazônicas representadas na Figura 13 são: Amapá (1), Foz do Rio Amazonas (2), Rio Xingu (3), Rio Amazonas – Tapajós/Xingu (4), Rio Tapajós (5), Rio Amazonas – Madeira/Tapajós (6), Rio Madeira (7), Rio Amazonas – Negro/Madeira (8), Rio Negro (9), e Rio Solimões (10).

GUIMBERTEAU et al. (2017) analisaram o impacto conjunto de mudanças climáticas e desmatamento na região amazônica. Utilizando três cenários de mudança de uso do solo para alimentar três modelos de superfície (LPJmL – DGVM, INLAND – DGVM e ORCHIDEE), sendo forçados pela simulação de três GCMs distintos do relatório AR4 do IPCC. Em média, para um cenário de nenhum desmatamento, os resultados nos GCMs indicaram um aumento de temperatura de 3,3°C em 2100 que causa um aumento na demanda evaporativa e um aumento de 8,5% na precipitação, com ampla variabilidade entre os modelos. Ademais, nesse cenário, o aumento médio da evapotranspiração e escoamento superficial foi de 5% e 14%, respectivamente, em toda a região amazônica. Contudo, no sudeste da Amazônia, os resultados são muito distintos da média, sendo projetado um decréscimo de 10% na precipitação em cerca de e 22% na vazão dos rios. Como exemplo, espera-se a vazão mínima do Rio Tapajós reduza em cerca de 31% até 2100. Considerando o efeito dos três cenários

de mudança do solo – levando em conta uma redução de 7% a 34% na área de floresta –, as tendências sofrem uma alteração. No cenário de maior desmatamento, o efeito de redução na evapotranspiração é amplificado, levando a um aumento na vazão dos rios (de até 27% nesse cenário), compensando o efeito negativo das mudanças climáticas e, portanto, balanceando a redução no escoamento do rio Tapajós, por exemplo.

Por fim, MARENGO e ESPINOZA (2016) indicam que, com a amplificação das mudanças climáticas e a maior frequência de secas intensas, a floresta amazônica poderia chegar a um ponto em que seu papel muda de uma sumidouro de carbono, mitigando as alterações do clima, para um emissor importante de gases de efeito estufa.

### **3.2 Energia e Amazônia**

O estado do Amazonas é o único da Amazônia brasileira que produz petróleo e gás natural. A produção de óleo cru no estado representa cerca de 2% do total produzido no Brasil, enquanto a de gás natural chega a 17% da do país. Ademais, a única refinaria construída na Amazônia brasileira é a REMAN (Refinaria Isaac Sabbá), localizada em Manaus, capital do estado do Amazonas. O fator de utilização dessa usina beira os 96%, valor alto que pode ser explicado pelo esquema de operação relativamente simples projetado para processar um petróleo cru de alta qualidade. Esta é uma das refinarias mais antigas do país, cuja capacidade produção atualmente é de 46.000 barris por dia, ou seja, uma das menores do Brasil. Majoritariamente, a produção da REMAN é utilizada para suprir a demanda local. Em 2010, por conta da necessidade de óleo diesel para transporte de carga e produção de eletricidade em locais isolados, a comercialização deste derivado de petróleo e do óleo combustível pesado representaram cerca de 70% do total de derivados comercializados na região norte. (LUCENA et al., 2013).

Próximo de Manaus, no município de Coari, existem as três plantas de processamento de gás natural da Amazônia: Urucu I, II e III. Estas operam em um fator de utilização médio de 99% e possuem um capacidade de processar 9,7 milhões de m<sup>3</sup> por dia. Em 2010, as plantas de Urucu processaram 3,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, gerando 3,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás seco e 847.000 m<sup>3</sup> de GLP, representando 20% da produção brasileiro da forma liquefeita do gás natural (LUCENA et al., 2013)

Ademais, existem três tipos de biomassa utilizadas para fins energéticos na Amazônia: carvão para a indústria do ferro e aço e para geração termelétrica; biocombustíveis líquidos para transporte e geração termelétrica; resíduos de biomassa

para produção de biocombustíveis. O primeiro uso está relacionado a produção de culturas energéticas e ao desmatamento de floresta nativa. O segundo está ligado ao potencial de cultivo de palma e soja, que são matérias primas com grande potencial para produção de biodiesel e óleo in natura. De toda a produção nacional, o biodiesel vindo do óleo de palma representa 95%. Além destes, há uma área expressiva com árvores nativas de buriti e babaçu que apresentam potencial para produção de biodiesel. Por fim, há uma pequena produção de etanol na Amazônia, cuja parcela chega a apenas 4% do total nacional (LUCENA et al., 2013).

Quanto à produção de eletricidade, na região amazônica ela é feita a partir de pequenas usinas termelétricas e hidrelétricas, basicamente. Atualmente, a capacidade instalada das UHEs na região Amazônica conta com cerca de 24 GW, sendo esta uma região exportadora de eletricidade. Na Figura 14, são apresentadas todas as UHEs construídas ou em construção na região amazônica, as que ainda não passaram pelo processo de leilão não estão incluídas (ONS, 2018).

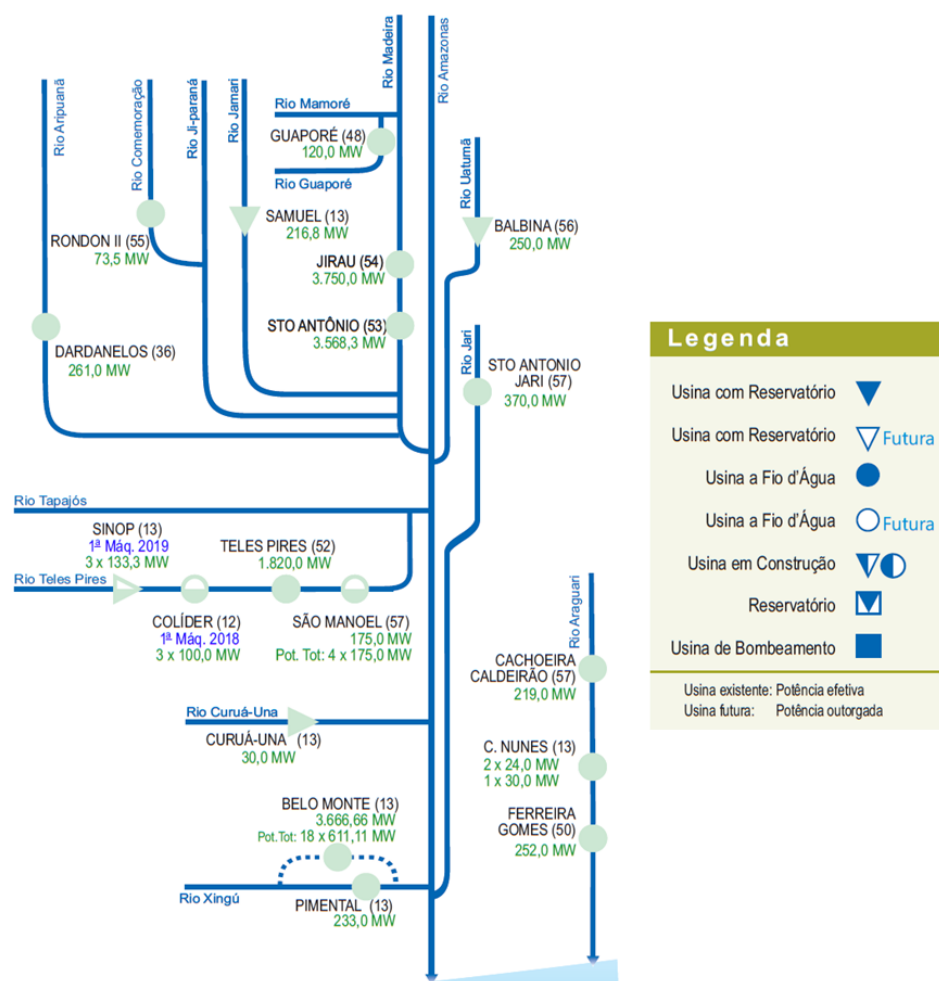


Figura 14. Usinas Hidrelétricas na Bacia Amazônica  
Fonte: ONS (2018a)

Usinas hidrelétricas (UHEs) são uma das fontes de geração de eletricidade mais importantes do país, contando com cerca de 60% da capacidade instalada, sendo desta parcela, 25% presente na região amazônica. Em 2017, 65% de toda geração elétrica do país veio de UHEs. Adicionalmente, esta fonte apresenta baixo custo de Operação e Manutenção e é menos carbono intensiva, se comparado a alternativa de geração termelétrica (EPE, 2018b).

De acordo com o planejamento do setor elétrico, a expansão da geração hidrelétrica na bacia hidrográfica amazônica seria baseada, em sua maior parte, por usinas do rio Madeira, Xingu e Tapajós. Juntas das usinas da bacia do rio Tocantins, estas seriam responsáveis por aproximadamente 40% da geração elétrica no Brasil EPE (2018b). Nesse sentido, FARIA et al. (2017) constata que recentemente a construção de novas hidrelétricas no Brasil se concentraram na bacia Amazônica, contando com usinas como: Jirau (3.750MW) e Santo Antônio (3.150 MW) na bacia do rio Madeira; Belo Monte (11,233 MW) na bacia do rio Xingu, Teles Pires (1.820MW), São Manoel (746MW), Sinop (461MW) na bacia do rio Tapajós, entre outras. Assim sendo, as grandes hidrelétricas dos rios Madeira e Xingu já foram e/ou estão sendo construídas, restando apenas o potencial esperado para o rio Tapajós.

A expansão das megahidrelétricas vem ocorrendo nessa região por conta do seu pouco explorado potencial hidrelétrico se comparado com as demais regiões do Brasil. Na Tabela 2, nota-se que 53% do potencial hidrelétrico inventariado encontra-se na bacia amazônica, sendo esta uma das principais fronteiras de expansão.

Tabela 2. Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada estágio por Bacia Hidrográfica  
Fonte: ELETROBRAS (2017)

| Bacia                      | Estimado | Inventário | Viabilidade | Projeto Básico | Construção | Operação | Total Geral |
|----------------------------|----------|------------|-------------|----------------|------------|----------|-------------|
| Rio Amazonas               | 30.595   | 38.580     | 774         | 948            | 794        | 23.213   | 94.905      |
| Rio Tocantins              | 1.875    | 8.077      | 3.738       | 120            | -          | 13.250   | 27.060      |
| Atlântico Norte e Nordeste | 707      | 871        | 466         | 50             | -          | 812      | 2.905       |
| Rio São Francisco          | 1.561    | 3.895      | 6.140       | 234            | -          | 10.786   | 22.616      |
| Atlântico Leste            | 1.423    | 5.796      | 665         | 811            | 54         | 5.424    | 14.172      |
| Rio Paraná                 | 5.107    | 9.563      | 1.889       | 2206           | 400        | 43.538   | 62.704      |
| Rio Uruguai                | 342      | 4.097      | 292         | 432            | 152        | 6.406    | 11.720      |
| Atlântico Sudeste          | 2.031    | 1.857      | 2.218       | 326            | 5          | 3.793    | 10.231      |
| Total                      | 43.640   | 72.737     | 16.181      | 5.127          | 1.405      | 107.223  | 246.313     |

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia até 2027 (PDE 2027), das 13 UHEs planejadas para entrar em operação até esse ano, 5 se encontram na

bacia amazônica. Essas usinas representam um potência instalada de 3.080 MW, 61% do potencial instalado a ser expandido até 2027. Adicionalmente, o plano conta com a construção da UHE Jatobá (1650MW) num período além de 2027, no rio Tapajós (EPE, 2018b). Esta usina já teve seu Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) aceito pela ANEEL (ANEEL, 2017b) e está tendo seu Estudo de Impacto Ambiental (EIA) desenvolvido.

Ademais, o PDE 2027 não cita a maior UHE planejada para ser implantada na bacia do Tapajós, contando com 8040MW de potência instalada. Até o PDE 2026, ela foi citada, mas, atualmente, o licenciamento desta usina foi arquivado por ter sido apontada a invalidez do projeto por impactar irreversivelmente grupos indígenas (EPE, 2017). Além disso, segundo relatório do Greenpeace, existem diversos problemas no EIA da UHE São Luiz do Tapajós que deveria impossibilitar a obtenção da Licença Prévia. Contudo, desde 2017, há uma movimentação para que seja deslegitimado o interesse de povos tradicionais, por meio do acórdão do TCU 029.192/2016-1. Dessa forma, havendo um arranjo institucional favorável, o processo de licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós poderá ser retomado (TCU, 2017).

### **3.3 Conflitos Socioambientais e Sobrecustos de Megaprojetos**

Com o objetivo de gerar economia de escala<sup>4</sup>, megaprojetos de geração de eletricidade são tratados como prioridade no planejamento energético. Por exemplo, caso a instalação de uma usina como a UHE São Luiz do Tapajós ocorresse hoje, seria registrado um aumento de 5% na potência instalada de todo o sistema elétrico brasileiro (EPE, 2018b). Nas últimas décadas, exemplos como esse são encontrados com cada vez mais frequência e maiores tamanhos, sendo financiados tanto por governos como bancos de desenvolvimento privados. Entretanto, conforme projetos de infraestrutura vem aumentando em tamanho e em quantidade, vem se tornando claro que muitos desses projetos apresentam baixa performance econômica, social e ambiental, além de maior probabilidade de incidência de corrupção (CALLEGARI et al., 2018).

Nesse sentido, SOVACOO et al. (2014) avaliaram a frequência e magnitude dos sobrecustos e atrasos que ocorreram durante a construção de 401

---

<sup>4</sup> Na microeconomia, economia de escala se refere a uma redução de custo médio por produto gerado – no caso de usinas hidrelétricas, energia expressa em MWh – resultante do aumento do tamanho do empreendimento.

empreendimentos de geração elétrica implantados entre 1936 e 2014 em 57 países. Somando todos os empreendimentos estudados, eles necessitaram de \$820 bilhões de dólares de investimento, ampliaram a capacidade instalada em 325,5 GW e motivaram a construção de 8.485 km de linhas de transmissão. Dessa forma, o autor identificou que, para a construção de usinas hidrelétricas: quanto maior o seu tamanho, maior a probabilidade de ocorrerem sobrecustos; quanto mais tempo é necessário para se construir, maior o custo incorrido; não há uma tendência de redução dos sobrecustos com o maior desenvolvimento da tecnologia; e, quanto menor o tamanho, menor a probabilidade do custo ser acima do esperado e de ocorrer atrasos na construção.

ANSAR et al. (2014), em sua análise, encontraram que os orçamentos previstos para construção de megahidrelétricas apresentam um viés sistemático a subestimar o custo real (Figura 15). Segundo o autor, o orçamento de megahidrelétricas deveria ser ajustado, em média, 99% para cima a fim de compensar esse viés. Logo, é indicado que, na maioria dos países, megahidrelétricas serão muito mais custosas em termos absolutos e tomarão muito mais tempo do que o planejado, necessitando a tomada de certas medidas para gerenciar esses riscos. Dessa forma, é sugerido para tomadores de decisão, especialmente em países em desenvolvimento, que estes prefiram alternativas energéticas mais rápidas de serem construídas a megaprojetos.

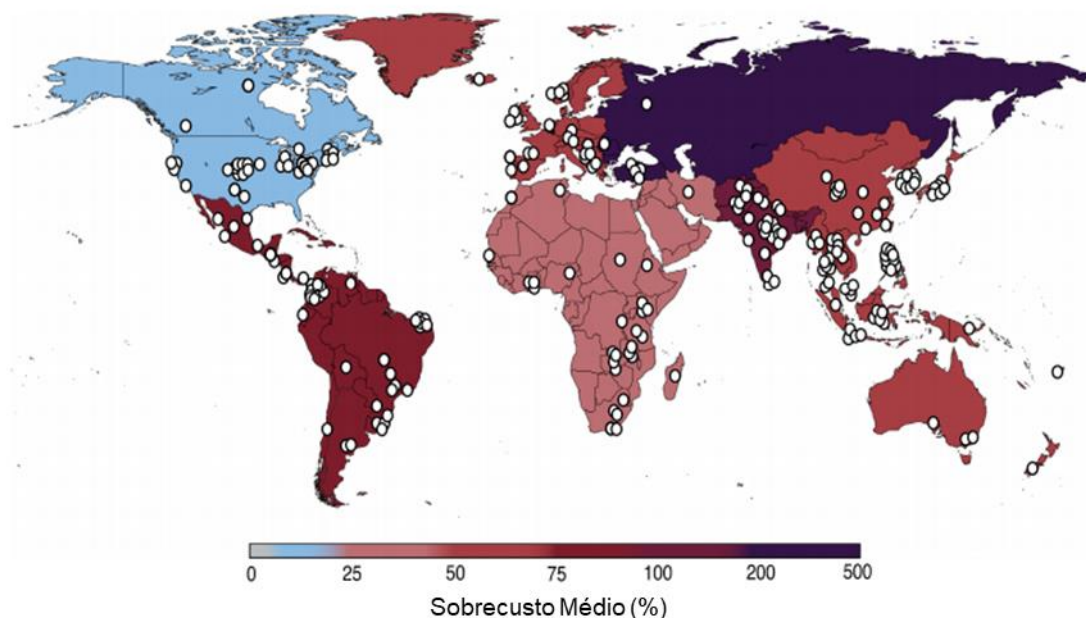


Figura 15. Sobrecusto médio na construção de grandes barragens em diferentes regiões do mundo.

Fonte: ANSAR et al. (2014)



Buscando estimar a função de distribuição de probabilidade de sobrecustos e atrasos na construção de empreendimentos de geração elétrica, CALLEGARI et al. (2018) analisaram as megahidrelétricas construídas recentemente no Brasil. Como resultado, encontrou-se que os custos de construção foram, em média, 97,53% acima do esperado, sendo a distribuição gama aquela que melhor define o comportamento dessa variável (Figura 16). Quanto aos atrasos, encontrou-se que o tempo de construção foi acrescido, em média 74,28% ou 3,5 anos, sendo a distribuição lognormal a que melhor define o comportamento da variável. Essencialmente, o autor conclui que megaprojetos falham em alcançar as economias de escala esperadas, porque a exposição ao risco é desproporcional em relação às economias financeiras que eles podem trazer. VAN DE GRAAF e SOVACOOOL (2014) indicam que esses riscos associados a megaprojetos estão ligados aos seguintes aspectos: partes interessadas numerosas e fragmentadas; risco de ataques e acidentes; externalização massiva de custos para terceiros; concentração de riqueza e corrupção; e expectativas infladas e projeções enviesadas

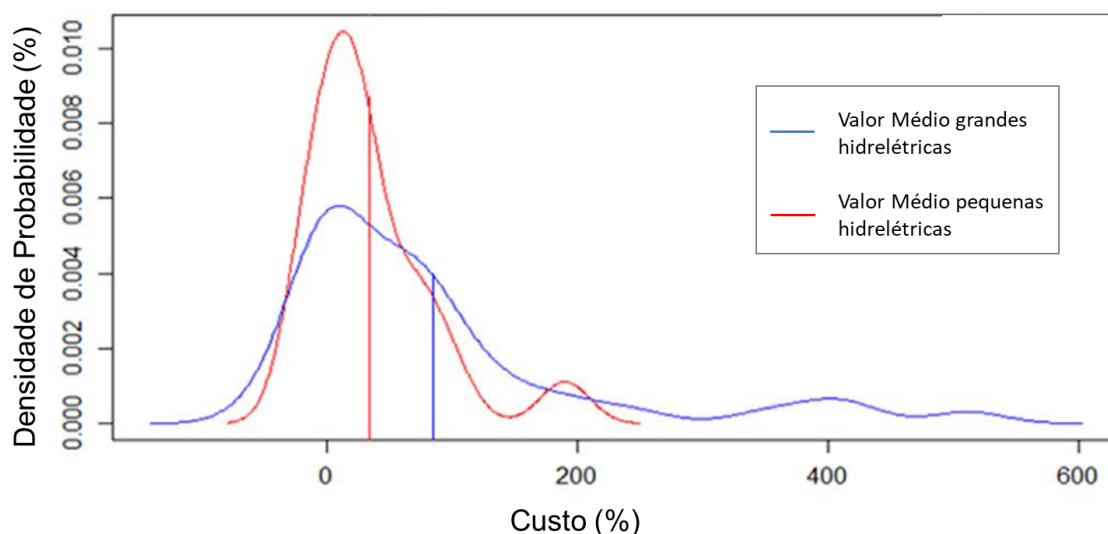


Figura 16. Distribuição de sobrecusto de pequenas e grandes hidrelétricas  
Fonte: CALLEGARI et al. (2018)

Um exemplo de como esses aspectos são relevantes para ampliar o risco de sobrecusto é a UHE Belo Monte. Seu planejamento, licenciamento e construção foi levada para frente apesar da forte oposição das populações locais e de um amplo espectro de partes interessadas. Argumentos lógicos, legais e éticos tiveram menos efeito na tomada de decisão do que as forças políticas e de mercado (FEARNSIDE, 2017). Até 2016, o aumento dos custos em relação ao planejado já era de 70%. Inicialmente o orçamento estimado era de R\$19 bilhões e, até esse ano, já havia sido gasto R\$32,9 bilhões (CALLEGARI, 2017)



Além da UHE Belo Monte, as UHEs Santo Antônio e Jirau, instaladas no rio Madeira, impactam severamente o meio ambiente, mas a decisão de construí-las foi tomada antes que os impactos fossem ao menos avaliados e o licenciamento seguiu sob pressão política apesar das preocupações levantadas pelo corpo técnico do IBAMA. Impactos internacionais foram ignorados no caso destas usinas, como o bloqueio da migração dos peixes da Bolívia e Peru, além de não trazer informações suficientes sobre o transporte de sedimentos a jusante das barragens e alterações nos cursos do rio. Nenhuma consideração foi dada aos impactos relacionados a outras infraestruturas relacionadas às UHEs, como as hidrovias planejadas e a expansão do cultivo de soja no Brasil e na Bolívia. No EIA, estudo que deveria apresentar os impactos esperados pela implantação das usinas, há uma tendência de minimizar a importância desses problemas, enquanto os benefícios associados ao empreendimento são superestimados (FEARNSIDE, 2014). Ambas as UHEs apresentaram sobrecustos no fim da sua construção, sendo aumento de custo de 91% e 64% para a UHE Jirau e UHE Santo Antônio, respectivamente. (CALLEGARI, 2017)

Usinas hidrelétricas desse porte, as quais envolvem muitas partes interessadas, apresentam conflitos socioambientais complexos que precisam ser levados em consideração por razões além de serem uma possível causa para sobrecustos destas. Estes conflitos são agravados caso haja a presença de populações tradicionais na área de interesse, muitas vezes implicando em confrontos por sistemas produtivos (e.g. pesca *versus* geração hidrelétrica), e amplificados pelo fato desses projetos não refletirem um desenvolvimento endógeno da região, sendo implementados por agentes externos. Enquanto questões básicas dessas populações, como suprimento de alimentos e necessidade econômicas são relativamente fáceis de serem compensadas, a conexão, muitas vezes espiritual, entre a área do empreendimento e o grupo afetado pode fazer com que a possibilidade de uma compensação não mitigue os conflitos e negociações sejam improváveis (HESS e FENRICH, 2017).

HESS e FENRICH (2017) argumentam que a estratégia de gestão de conflitos seguida atualmente pelo Estado e as empresas envolvidas, apoiadas na compensação de impactos como elemento central, é falha por duas razões: em megahidrelétricas, é improvável que todos os impactos negativos possam ser compensados sem, ao menos, causar uma redução na rentabilidade do empreendimento; compensações não são capazes de endereçar as necessidades das populações locais que, muitas vezes, vão além da questão financeira. Nesses casos, a disputa entre a política energética do

país e o reconhecimento dos direitos sociais, culturais, econômicos e espirituais das populações tradicionais são os aspectos centrais. Sem considerar essas questões, não há consenso sobre a política energética entre os proponentes e os oponentes do empreendimento. Para os agentes contrários a esse tipo de projeto, a política energética atual serve apenas aos interesses de elites econômicas e políticas, enquanto a população local sofre todos os impactos. Esse problema, portanto, é sobre a estrutural distribuição desigual de benefícios e impactos relacionados a produção de energia no Brasil.

Nesse sentido, FEARNSIDE (2014) propõe uma nova forma de se considerar os impactos de megahidrelétricas e a tomada de decisão sobre sua implantação. Segundo o autor, o sistema atual onde os estudos de impacto são financiados e controlados pelas empresas que esperam construir e operar as UHEs precisa ser substituído por um em que seja efetivamente independente dos interesses dos proponentes. Além disso, a tomada de decisão sobre a construção de megahidrelétricas precisa ser reformulado de forma a garantir que a informação coletada sobre impactos ambientais cumpra o seu papel como uma comparação racional entre impactos e benefícios, tendo em vista que, atualmente, a magnitude dos primeiros é subestimada, enquanto a dos segundos, superestimada.

NOBRE et al. (2016) apontam que os principais impactos socioambientais observados por conta da construção e operação de hidrelétricas na Amazônia são: danos à fauna local pelo bloqueio dos padrões de migração de peixes e alterações na diversidade ictiológica; perda da conexão entre o ambiente à montante e à jusante; redução na produtividade das planícies aluviais amazônicas devido à retenção de nutrientes nos reservatórios; mudanças hidrológicas por conta da mudança no nível dos rios; desmatamento e degradação de florestas próximas aos reservatórios; transmissão de doenças à população local, como malária e leishmaniose; impactos sociais ligados ao deslocamento de populações tradicionais e indígenas; e a redução do potencial de pesca.

## 4 METODOLOGIA

Neste capítulo, serão apresentadas as metodologias aplicadas no estudo, a fim de analisar o impacto de alterações climáticas em indicadores financeiros de projetos de hidrelétricas. O impacto analisado neste estudo é a variação das vazões dos rios, o que causará uma alteração da energia gerada pela usina e, assim, impactará as receitas geradas pelo empreendimento. Assim sendo, esta análise consiste de três etapas sequenciais, representadas na Figura 17:

- 1 A partir da série histórica de vazões do rio onde a UHE será instalada, serão elaborados cenários de redução de vazão considerando efeitos de alterações climáticas (**Seção 4.1**);
- 2 Utilizando os cenários de vazão elaborados na etapa anterior, será modelada a geração hidrelétrica da usina a partir da metodologia proposta por DINIZ et al. (2008) (**Seção 4.2**);
- 3 Estimativa dos indicadores financeiros nos diferentes cenários de redução de vazão, utilizando como base a energia gerada em cada um destes (**Seção 4.3**);
- 4 Realização de análises de sensibilidade para a taxa de juros de financiamento, preço de venda da energia e custo de instalação a partir de dados históricos. Em seguida será levado em consideração quais seriam os cenários mais coerentes de acordo com a literatura analisada a fim de estimar a vulnerabilidade das usinas estudadas a partir de uma análise qualitativa (**Seção 4.3**)

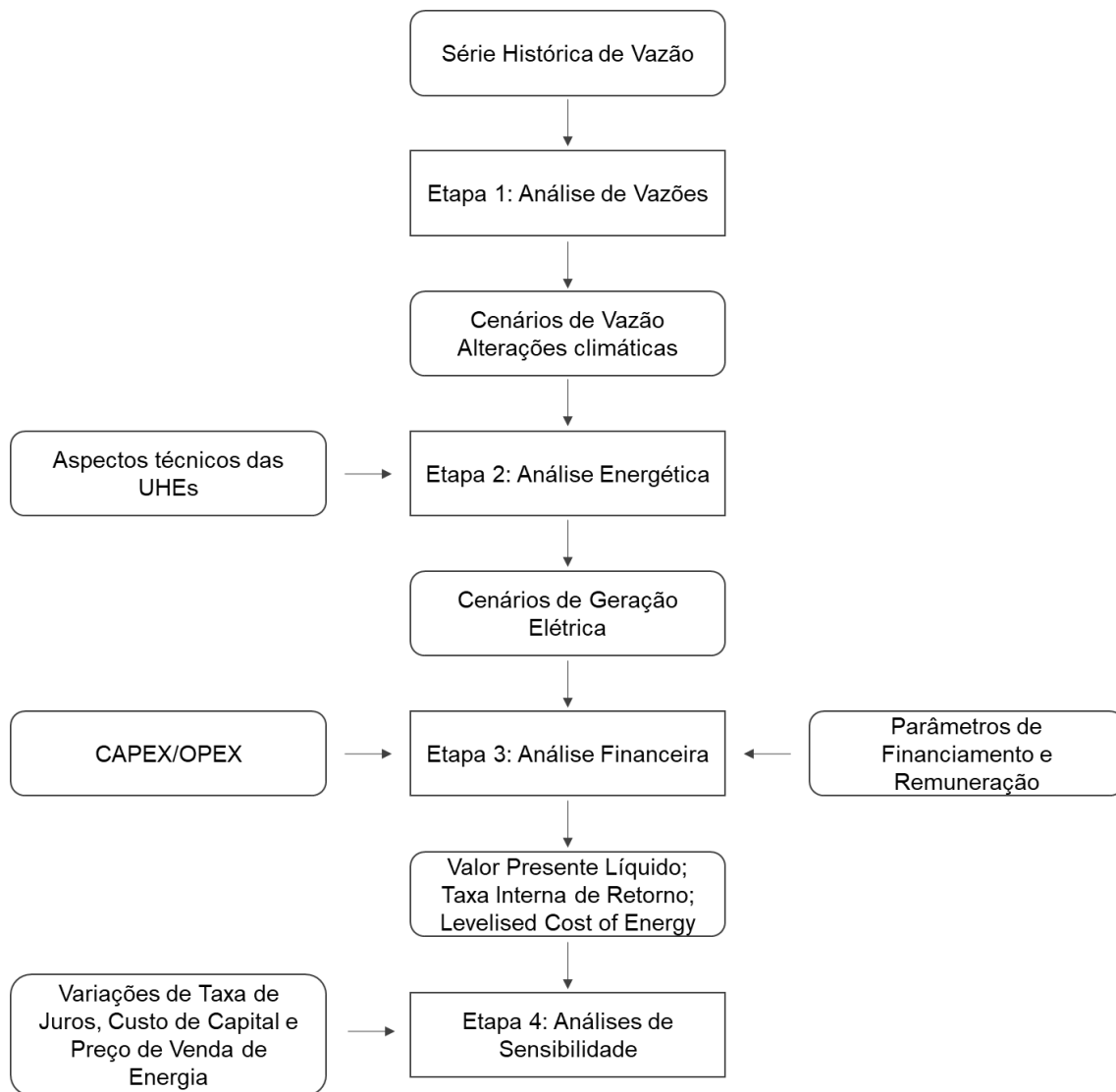


Figura 17. Fluxograma de análises a serem realizadas e seus respectivos resultados  
Fonte: Elaboração Própria

#### 4.1 Análise de Vazões

A definição das vazões utilizadas nos cenários estudados parte do levantamento da série histórica de vazões naturais afluentes mensais do rio em questão (ONS, 2018b) seguida de uma análise paramétrica. Esse tipo de análise busca evitar que as incertezas relacionadas aos efeitos esperados das mudanças climáticas sejam consideradas na análise financeira, uma vez que leva em conta diferentes faixas de possíveis impactos.

Segundo CARMONA et al. (2018) essas incertezas ocorrem devido a diferenças em observações e projeções dos componentes do balanço hídrico e diversos modelos climáticos disponíveis para a região. Assim sendo, há impactos na estimativa da vazão dos rios e na definição do balanço hídrico futuro e, enfim, dificultando a quantificação

dos impactos das mudanças climáticas. Além disso, SORRIBAS et al. (2016) indicam que existem diferenças nos resultados de modelos climáticos que não apontam um consenso entre eles na região Amazônica (Figura 18).

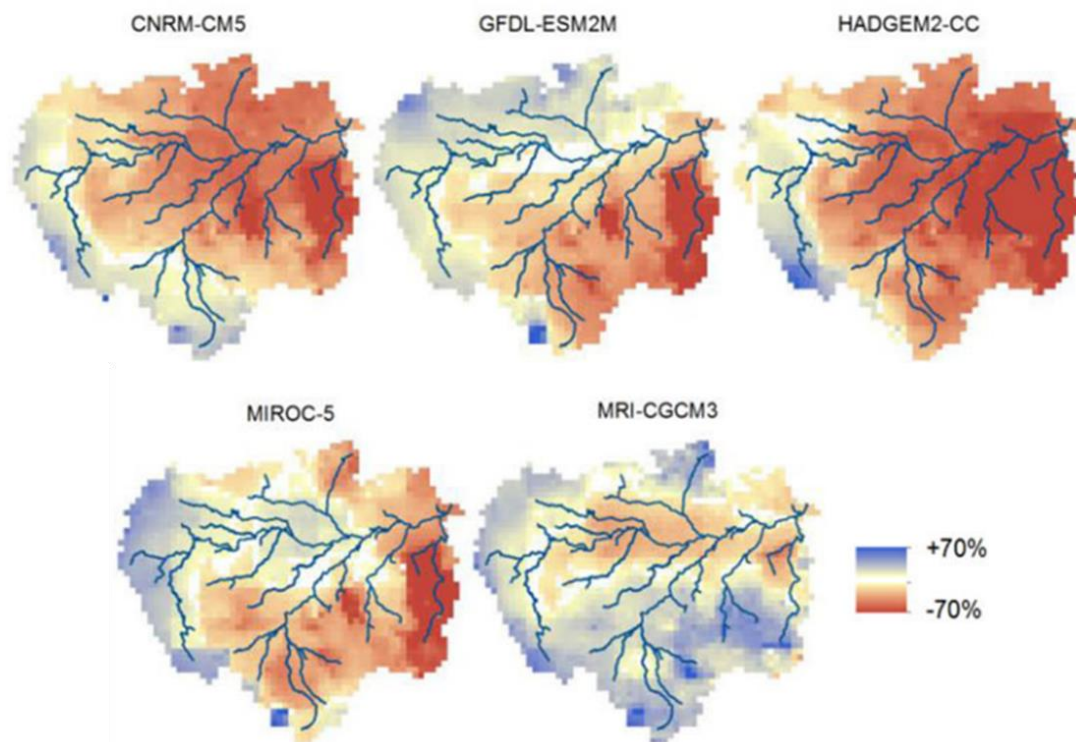


Figura 18. Vazão projetada para cada modelo climático  
Fonte: SORRIBAS et al. (2016)

Assim sendo, a pergunta a ser respondida no presente estudo não é exatamente o impacto das mudanças climáticas na geração hidrelétrica na região. Busca-se entender qual o nível de impacto que inviabilizaria essa geração hidrelétrica em usinas da região amazônica. Dessa forma, a análise paramétrica se mostra mais adequada para o caso e será descrita a seguir.

A partir da série histórica, é possível definir as vazões médias mensais, além dos valores mínimos e máximos mensais. As vazões médias mensais serão utilizadas como cenário base para a estimar geração elétrica. Ademais, de acordo com o perfil da curva obtida pelas vazões médias mensais, é possível estipular quais são os períodos úmidos e secos. Neste estudo, a partir do cálculo da mediana das vazões média mensais, os meses secos seriam aqueles que apresentam valores abaixo desta, enquanto, nos meses úmidos, observa-se o oposto.

A Figura 19 apresenta a análise da vazão em diferentes UHEs existentes na Amazônia no período de 1931 até 2004 (ONS, 2018b). Nos gráficos, é possível

identificar, respectivamente a série com as maiores vazões médias mensais, as vazões no ano de maior vazão acumulada, as vazões médias mensais no período, as vazões no ano de menor vazão acumulada, e as menores vazões médias mensais. Nestes, é possível identificar como a variação relativa entre a maior e menor vazão observada nos meses secos e úmidos ocorrem de forma desigual, sendo menor nos primeiros e maior nos últimos. Dessa forma, visando estimar os cenários de vazão, assume-se, como premissa do estudo, que a variação deste parâmetro por conta do efeito de alterações climáticas ocorrerá de maneira desigual nos meses secos e úmidos, havendo uma redução percentual menor nos primeiros e maior nos últimos.

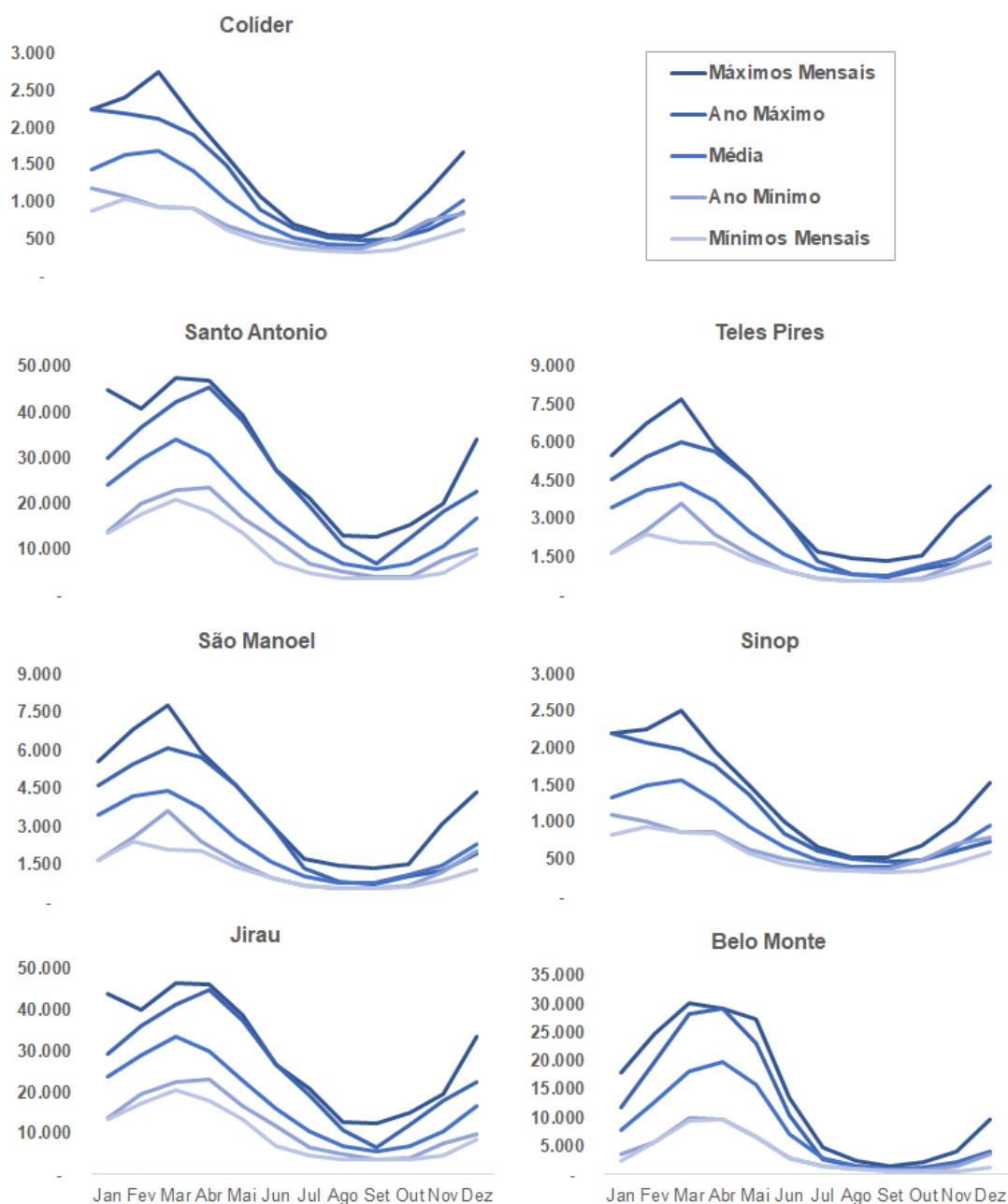


Figura 19. Análise de vazões em diferente UHEs existentes na região Amazônica.  
Fonte: Elaboração própria com base em ONS (2018b)

Entre o cenário base e o pior cenário, serão elaborados cenários intermediários de igual variação percentual, ou seja, reduções paramétricas incrementais de 5% na vazão total anual. Levando em consideração uma redução percentual máxima esperada na vazão anual (**pior cenário**), assume-se que, para o período seco, a vazão mensal seria a mínima histórica, ocasionando uma diminuição relativa menor do que nos meses úmidos. Nesses casos, para o período seco, a redução ocorrerá linearmente entre o valor do cenário base e o pior cenário de vazão, conforme Equação 1.

$$Q_{seco,n} = Q_{seco,0} \times \left( T_{seco} \times \frac{n}{N} \right) \quad \text{Equação 1.}$$

Onde,  $Q_{seco,n}$  é a vazão no mês seco no cenário  $n$ ,  $Q_{seco,0}$ , a vazão no mesmo mês no cenário-base,  $T_{seco}$ , a variação percentual esperada no pior cenário e  $N$ , o número total de cenários

Enquanto isso, para os meses úmidos, a vazão variará de forma a compensar a dos demais meses a fim de atingir a redução percentual anual esperada (Equação 2 e 3). Dessa forma, a fim de calcular a vazão dos cenários nos meses úmidos será seguido o exposto na Equação 4.

$$Q_{TOTAL,n} = Q_{TOTAL,0} \times \left( T_{TOTAL} \times \frac{n}{N} \right) \quad \text{Equação 2.}$$

$$T_{úmido,n} = (Q_{TOTAL,n} - \sum Q_{seco,n}) / (Q_{TOTAL,0} - \sum Q_{seco,0}) \quad \text{Equação 3.}$$

$$Q_{úmido,n} = Q_{úmido,0} \times T_{úmido,n} \quad \text{Equação 4.}$$

Onde,  $Q_{TOTAL,n}$  e  $Q_{úmido,n}$  são a vazão total anual e no mês úmido no cenário  $n$ , respectivamente.  $Q_{TOTAL,0}$  e  $Q_{úmido,0}$ , a vazão total anual e no mesmo mês úmido no cenário-base, respectivamente.  $T_{TOTAL}$ , a variação esperada na vazão total anual no pior cenário,  $\sum Q_{seco,n}$  e  $\sum Q_{seco,0}$ , a soma das vazões dos meses secos no cenário  $n$  e no cenário base, respectivamente.  $T_{úmido,n}$ , a variação percentual aplicada nos meses úmidos no cenário  $n$ .

A metodologia aplicada é exemplificada nas tabelas abaixo, a partir de valores fictícios tanto para as vazões mensais, quanto para as variações máximas. Assumindo os seguintes valores para vazão média mensal em um rio hipotético “Rio A”.

Tabela 3. Vazões do Cenário Base do hipotético Rio A  
Fonte: Elaboração própria

| Vazão (m³/s) |       |       |       |       |       |       |      |      |       |       |       |        |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|--------|
| Jan          | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun   | Jul   | Ago  | Set  | Out   | Nov   | Dez   | Total  |
| 35,00        | 52,00 | 64,00 | 79,00 | 70,00 | 30,00 | 10,00 | 4,00 | 3,00 | 10,00 | 18,00 | 30,00 | 405,00 |

A partir destes dados, o valor mediano é 30 m³/s. Dessa forma, o período seco compreende os meses de julho a novembro. Assumindo que as vazões mínimas históricas desses meses são as apresentadas na Tabela 4, os cenários de vazão gerados são os apresentados na Tabela 5. A Figura 20 representa os cenários.

Tabela 4. Vazões do Cenário Base e Mínimas Históricas do período seco  
Fonte: Elaboração própria

|                               | Jul   | Ago  | Set  | Out   | Nov   |
|-------------------------------|-------|------|------|-------|-------|
| Vazão Cenário Base (m³/s)     | 10,00 | 4,00 | 3,00 | 10,00 | 18,00 |
| Vazão Mínima Histórica (m³/s) | 7,00  | 2,92 | 1,95 | 7,70  | 12,24 |
| Redução (%)                   | -30%  | -27% | -35% | -23%  | -32%  |

Tabela 5. Cenários de Vazão para o hipotético Rio A  
Fonte: Elaboração própria

| Cenário | Variação Anual | Vazão (m³/s) |       |       |       |       |       |       |      |      |       |       |       |        | Variação meses úmidos |
|---------|----------------|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|-------|-------|-------|--------|-----------------------|
|         |                | Jan          | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun   | Jul   | Ago  | Set  | Out   | Nov   | Dez   | Total  |                       |
| 0       | Ano Base       | 35,00        | 52,00 | 64,00 | 79,00 | 70,00 | 30,00 | 10,00 | 4,00 | 3,00 | 10,00 | 18,00 | 30,00 | 405,00 | 0%                    |
| 1       | -5%            | 33,16        | 49,27 | 60,63 | 74,85 | 66,32 | 28,42 | 9,70  | 3,89 | 2,90 | 9,77  | 17,42 | 28,42 | 384,75 | -5%                   |
| 2       | -10%           | 31,32        | 46,53 | 57,27 | 70,69 | 62,64 | 26,84 | 9,40  | 3,78 | 2,79 | 9,54  | 16,85 | 26,84 | 364,50 | -11%                  |
| 3       | -15%           | 29,48        | 43,80 | 53,90 | 66,54 | 58,96 | 25,27 | 9,10  | 3,68 | 2,69 | 9,31  | 16,27 | 25,27 | 344,25 | -16%                  |
| 4       | -20%           | 27,64        | 41,06 | 50,54 | 62,38 | 55,28 | 23,69 | 8,80  | 3,57 | 2,58 | 9,08  | 15,70 | 23,69 | 324,00 | -21%                  |
| 5       | -25%           | 25,80        | 38,33 | 47,17 | 58,23 | 51,59 | 22,11 | 8,50  | 3,46 | 2,48 | 8,85  | 15,12 | 22,11 | 303,75 | -26%                  |
| 6       | -30%           | 23,96        | 35,59 | 43,81 | 54,07 | 47,91 | 20,53 | 8,20  | 3,35 | 2,37 | 8,62  | 14,54 | 20,53 | 283,50 | -32%                  |
| 7       | -35%           | 22,12        | 32,86 | 40,44 | 49,92 | 44,23 | 18,96 | 7,90  | 3,24 | 2,27 | 8,39  | 13,97 | 18,96 | 263,25 | -37%                  |
| 8       | -40%           | 20,28        | 30,12 | 37,08 | 45,77 | 40,55 | 17,38 | 7,60  | 3,14 | 2,16 | 8,16  | 13,39 | 17,38 | 243,00 | -42%                  |
| 9       | -45%           | 18,44        | 27,39 | 33,71 | 41,61 | 36,87 | 15,80 | 7,30  | 3,03 | 2,06 | 7,93  | 12,82 | 15,80 | 222,75 | -47%                  |
| 10      | -50%           | 16,59        | 24,66 | 30,34 | 37,46 | 33,19 | 14,22 | 7,00  | 2,92 | 1,95 | 7,70  | 12,24 | 14,22 | 202,50 | -53%                  |



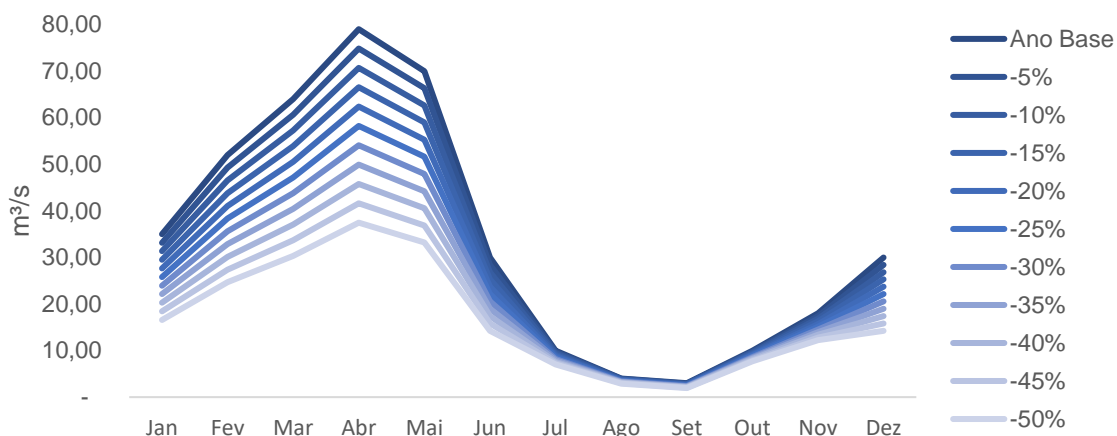


Figura 20. Cenários de Vazão para o hipotético Rio A.  
Fonte: Elaboração própria

## 4.2 Análise Energética

Após a elaboração dos cenários de vazão paramétricos propostos para avaliar efeitos de possíveis alterações climáticas, será realizada a estimativa da geração elétrica nas usinas estudadas para cada um destes. Assim sendo, nesta seção será apresentada a metodologia para elaboração dos cenários de geração elétrica

A fim de modelar a geração elétrica das usinas analisadas, será utilizado o modelo baseado no proposto por DINIZ et al. (2008), o qual será descrito a seguir. As vantagens da utilização deste modelo são: a representação detalhada dos efeitos do vertimento na geração; e a ponderação das variações na queda líquida em uma função multivariável singular considerando o volume do reservatório ( $V$ ), a vazão turbinada ( $Q$ ) e o vertimento ( $S$ ).

Conforme apresentado na Equação 5, a potência gerada por uma unidade geradora ( $gh$ ) depende da vazão turbinada nesta ( $q$ ), suas características técnicas – representada pelo rendimento da turbina ( $\eta_t$ ) e do gerador ( $\eta_g$ ) – e a queda líquida observada no momento da geração ( $h$ ). O fator numérico apresentado considera a aceleração da gravidade, a densidade da água e realiza a conversão de metros (m) e metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ) da queda líquida e vazão turbinada, respectivamente, para Megawatts (MW).

$$gh = 9,81 \times 10^{-3} \eta_t \eta_g qh$$

**Equação 5.**

A queda líquida ( $h$ ) é função do nível d'água a montante da usina ( $h_m$ ), do nível a jusante ( $h_j$ ) e a perda de carga em sua estrutura ( $h_{perdas}$ ), conforme a Equação 6. Enquanto isso,  $h_m$  depende do volume do reservatório ( $V$ ) e,  $h_j$ , da vazão turbina em toda a usina ( $Q$ ) e, em alguns casos, também do volume vertido ( $S$ ).

$$h = h_m(V) - h_j(Q, S) - h_{perdas} \quad \text{Equação 6.}$$

Já o rendimento da turbina ( $\eta_t$ ) e do gerador ( $\eta_g$ ) de cada unidade geradora dependem, respectivamente, da queda líquida e da vazão turbinada, e da potência. Assim sendo, a Figura 21 representa o funcionamento de uma usina fictícia considerando o momento de acionamento de cada uma de suas unidades geradoras.

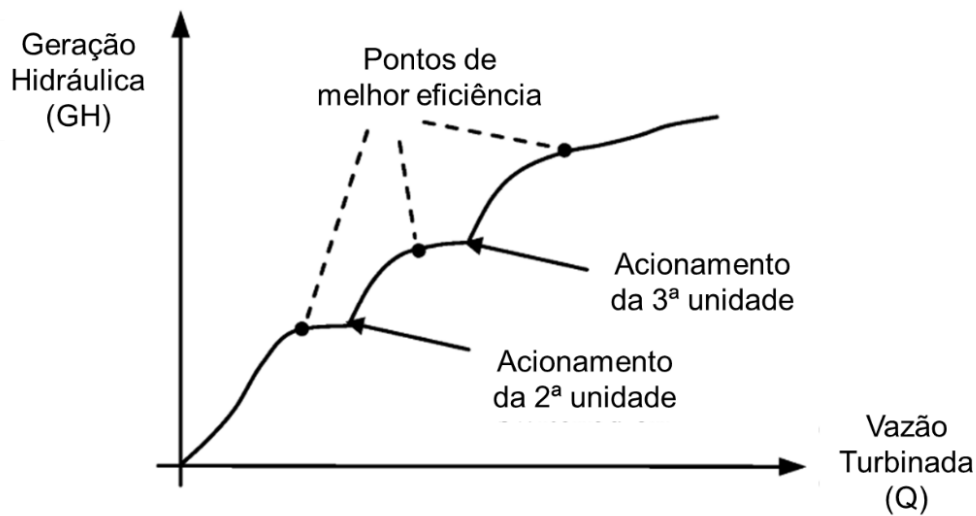


Figura 21. Função de produção típica de uma usina hidrelétrica com 3 unidades geradoras  
Fonte: DINIZ et al. (2008)

Levando em conta a produção de cada unidade geradora, a Equação 7 apresenta a geração de uma usina hidrelétrica com  $n$  unidades. No modelo proposto por DINIZ et al. (2008), o termo utilizado para essa função é *Hydro Production Function* (HPF – Função de Produção Hidráulica).

$$GH = \sum_{i=1}^n gh_i(q_i, V, Q, S) \quad \text{Equação 7.}$$

A abordagem geralmente utilizada para representar os “degraus” apresentados na Figura 21, devido ao acionamento de diferentes unidades geradoras, tende a suavizá-los, conforme exposto na Figura 22. Nesta figura, é possível perceber o efeito do vertimento (*spillage*) na geração hidráulica, quando a vazão observada é maior do que a vazão nominal da usina. Isso ocorre em algumas usinas, pois ocorre uma redução na queda líquida com o aumento do nível a jusante (componente  $h$  da

Equação 5), enquanto a vazão turbinada se mantém (componente  $q$  da Equação 5), uma vez que em situação de vertimento o seu máximo é alcançado.

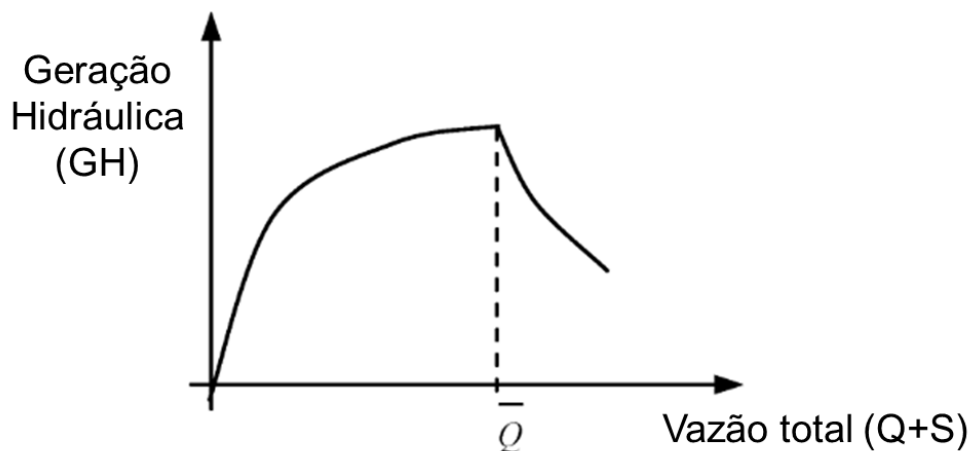


Figura 22. Modelo de geração hidráulica considerando a vazão total como variável independente

Fonte: DINIZ et al. (2008)

Dessa forma, a proposta de DINIZ et al. (2008) para geração de usinas hidrelétricas consiste de um modelo 4D linear por partes em função de  $V$ ,  $Q$  e  $S$ . A fim de chegar a esse modelo, primeiramente, são encontrados os hiperplanos que definem a envoltória convexa da região abaixo da HPF no plano  $V \times Q$ . Dessa forma, é obtida uma aproximação 3D linear por partes, considerando  $S=0$  (Figura 23). Em seguida, é aplicado um algoritmo de mínimo erro quadrático médio a fim de ajustar os hiperplanos e evitar aproximações otimistas. Por fim, empregam-se aproximações de secantes visando modelar o efeito do vertimento.

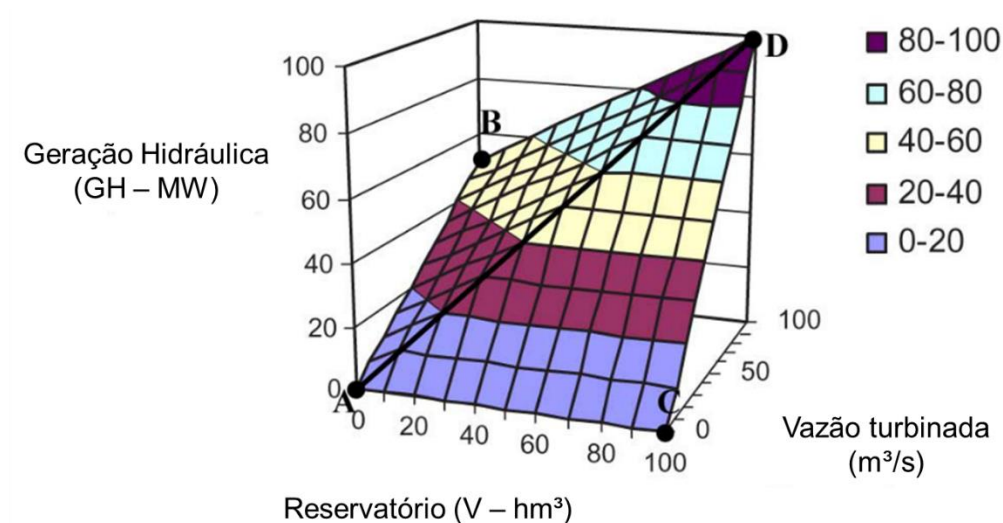


Figura 23. Exemplo ilustrativo da envoltória convexa do HPF

Fonte: DINIZ et al. (2008)

Entretanto, é necessário assumir algumas premissas para realizar a modelagem. Segundo DINIZ et al. (2008), o rendimento do conjunto turbina-gerador ( $\eta$ ) é considerado constante e a perda de carga do sistema ( $h_{\text{perdas}}$ ) é calculada a partir de uma porcentagem da energia gerada, assumindo que ela não varia com a vazão turbinada. O nível a montante ( $h_m$ ) é uma função de quarto grau relativa a  $V$  e, a jusante ( $h_j$ ), uma função de quarta grau relativa a  $Q$  – em alguns casos,  $Q+S$ . A produtividade ( $p$ ) da usina ( $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}/\text{m}$ ) é considerada conhecida. Por fim, os limites do reservatório, vertimento e geração são todos valores conhecidos.

VIVIESCAS (2019) se baseia nesse modelo a fim de analisar a geração elétrica hidrotérmica no sistema interligado brasileiro, tanto para usinas com reservatório quanto a fio d'água. Tendo isso em vista, este estudo utilizou este modelo proposto para realizar as estimativas de geração hidrelétrica.

Ademais, no presente estudo, de forma otimista para a geração elétrica e por se tratar de usinas a fio-d'água, não será considerado o efeito da evaporação no reservatório das usinas e o volume armazenado no reservatório será mantido constante em um valor que garantirá o atingimento da potência nominal da usina quando alcançada a vazão nominal. Neste caso, a análise financeira realizada posterior a esta seria conservadora uma vez que contaria com a maior receita praticável tendo em vista os parâmetros financeiros utilizados e os cenários de vazão analisados.

#### **4.3 Análise Financeira**

Em seguida à estimativa da geração elétrica a partir dos diferentes cenários de vazão propostos, serão analisados diferentes indicadores financeiros a fim de avaliar a vulnerabilidade econômica das usinas estudadas frente a alterações climáticas. Novamente, frente à incerteza nas projeções climáticas realizadas para a bacia amazônica, a análise paramétrica tem como objetivo avaliar o nível de redução de vazão que acarretaria na inviabilidade financeira das usinas analisadas. Indicadores distintos apresentam finalidades díspares e diferentes níveis de incertezas associados a seus dados de entrada (SHORT et al., 1995). Assim sendo, de forma a tornar mais robusta a análise, serão avaliados três indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia (*Levelised Cost of Energy* – LCOE). O uso desses três indicadores é complementar, visto que cada indicador assume um valor exógeno para variáveis que são resultados de outros indicadores.

Ademais, frente à incerteza nesses parâmetros, será feita uma sensibilidade para cobrir a multiplicidade de cenários possíveis.

A vantagem de utilizar o VPL é que ele apresenta o resultado financeiro do empreendimento, sendo que, se esse indicador for negativo, o empreendimento seria inviável. Entretanto, como é necessária a estimação de dois parâmetros de entrada que acompanham uma grande incerteza (taxa de desconto e preço de venda da energia), é interessante avaliar outros indicadores que retornam como resultado um destes. Dessa forma, serão avaliados também a TIR e o LCOE tendo em vista que calculam, a partir de diferentes parâmetros, a taxa de desconto e o preço de venda da energia, respectivamente. Ademais, o LCOE é comumente utilizado como uma métrica para ranquear a competitividade de diferentes tecnologias e/ou comparar aos preços de venda praticados no mercado (TRAN e SMITH, 2018)

Adicionalmente, esses três indicadores podem ser utilizados como análise do ponto de vista de diferentes partes interessadas. Analisando o VPL, é possível entender o resultado financeiro do empreendimento de forma geral, o que seria importante para todas as partes interessadas. Enquanto isso, a TIR seria uma avaliação mais interessante para o ponto de vista do empreendedor, tendo em vista que representaria a remuneração do capital investido. Por fim, o LCOE, por representar o preço de venda da energia, é uma análise interessante do ponto de vista do gestor do sistema elétrico visando maximizar o custo benefício da expansão do mesmo.

Dessa forma, a seguir serão apresentadas as metodologias utilizadas para cálculo desses diferentes indicadores, além de seus parâmetros de entrada. Ademais, serão expostas as premissas assumidas para o cálculo e quais serão as análises de sensibilidade realizadas como forma de endereçar as diferentes incertezas associadas a alguns dados de entrada, como: custo de implantação, taxa de desconto e preço de venda da energia.

#### **4.3.1. Indicadores Financeiros**

##### **Valor Presente Líquido (VPL)**

A análise do VPL de um projeto consiste da avaliação de seu fluxo de caixa, compreendendo custos e receitas ao longo de toda sua vida útil, descontando o valor do dinheiro no tempo. Um VPL positivo significa que o projeto é economicamente favorável, não significando, necessariamente, que ele deva ser escolhido. Assim

sendo, essa análise é recomendada associado a indicadores secundários para validar o método utilizado (SHORT et al., 1995).

A Equação 8 apresenta a fórmula de cálculo do VPL, onde  $VL_n$  é o fluxo de caixa líquido no ano  $n$ ,  $r$ , a taxa de desconto adotada e  $N$ , o número de anos do projeto. A fim de calcular o fluxo de caixa líquido ( $VL_n$ ), é necessário levantar a Receita Bruta ( $R_n$ ), o Investimento ( $I_n$ ), o Custo de Operação e Manutenção ( $CO\&M_n$ ) e o imposto pago sobre a receita gerada ( $T_n$ ), conforme a Equação 9

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{VL_n}{(1+r)^n} = VL_0 + \frac{VL_1}{(1+r)} + \frac{VL_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{VL_N}{(1+r)^N} \quad \text{Equação 8.}$$

$$VL_n = R_n - I_n - CO\&M_n - T_n \quad \text{Equação 9.}$$

O cálculo do imposto cobrado se dá sobre a receita líquida, a qual depende da receita bruta ( $R_n$ ), o Custo de Operação e Manutenção ( $CO\&M_n$ ) e a depreciação do ativo ( $D_n$ ) ocorrida no ano  $n$ . Em seguida, basta multiplicar pela taxa do imposto ( $T_c$ ), conforme Equação 10.

$$T_n = (R_n - CO\&M_n - D_n) \times T_c \quad \text{Equação 10.}$$

#### Custo Nivelado de Energia (LCOE – *Levelised Cost of Energy*)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) pode ser considerado como o preço de venda da eletricidade que, se aplicado para toda a energia gerada, equivaleria a todos os custos incorridos na vida útil do empreendimento descontado até o ano base. Em outras palavras, é o preço que garante que um projeto de energia tenha VPL igual a zero e, portanto, acima do qual há viabilidade financeira.

SHORT et al. (1995) define como Custo Total de Ciclo de Vida (CTCV) como os custos incididos durante a vida útil de um ativo, o período de concessão deste ou o período de interesse do empreendedor. Conforme a Equação 11, o CTCV depende do valor presente dos Investimentos ( $I$ ), do valor presente da depreciação do ativo ( $VPD$ ) e Custos de Operação e Manutenção ( $VPC_{O\&M}$ ) ao longo do período analisado e do imposto de renda incidido sobre o empreendimento ( $T_c$ )

$$CTCV = [I - (T_c \times VPD) + VPC_{O\&M}(1 - T_c)] / (1 - T_c) \quad \text{Equação 11.}$$

A fim de calcular o LCOE, de acordo com o exposto na Equação 12, deve-se igualar o somatório das receitas geradas pela venda da eletricidade – representada por  $G_n$  (eletricidade gerada no ano  $n$ ) multiplicada pelo LCOE – ao CTCV. Isolando a variável de interesse, chega-se à Equação 13.

$$\sum_{n=0}^N (G_n \times LCOE) / (1 + r)^n = CTCV \quad \text{Equação 12.}$$

$$LCOE^5 = CTCV \div \sum_{n=0}^N G_n / (1 + r)^n \quad \text{Equação 13.}$$

No presente estudo, de forma simplificada, assume-se que a partir do momento em que a usina hidrelétrica entrar em operação, ela irá produzir a energia de forma uniforme ao longo dos anos (ou seja, que o fator de capacidade anual é constante). Dessa forma, a receita gerada também seria uniforme ao longo do período estudo, o que permite simplificar a fórmula conforme apresentado na Equação 14.

$$LCOE = \frac{CTCV}{G} \times FRC^6 \quad \text{Equação 14.}$$

#### Taxa Interna de Retorno (TIR)

O cálculo da Taxa Interna de Retorno (TIR) visa avaliar a exposição do custo de capital de um empreendimento. Esse indicador representa a taxa de desconto que tornaria nulo o VPL de um projeto, conforme Equação 15 (ROSS et al., 2002), e é, portanto, uma representação do retorno esperado para determinado investimento.

$$VPL = \sum_{n=0}^N C_n / (1 + TIR)^n = 0 \quad \text{Equação 15.}$$

Dessa forma, caso o valor encontrado para a TIR for menor que a taxa de desconto esperada para um projeto, significa que os fluxos de caixa deste não são suficientes para remunerar o capital, seja ele próprio ou de terceiros.

#### Indicadores Estudados e suas Interrelações

---

<sup>5</sup> Na Equação 13, o valor descontado no tempo é a receita gerada pela venda de energia (LCOE x G). Entretanto, apesar de parecer que o que está sendo descontado na Equação 13 é a quantidade de energia gerada, trata-se apenas do resultado algébrico da equação anterior (SHORT et al., 1995).

<sup>6</sup>  $FRC = r(1 + r)^N / [(1 + r)^N - 1]$

Conforme, explicitado nas sessões anteriores, os três indicadores estudados apresentam alguns dados de entrada em comum, porém seus resultados possibilitam diferentes análises. A fim de calcular o VPL de um projeto, é necessário considerar duas variáveis que apresentam alto grau de incerteza: taxa de desconto e preço de venda da eletricidade gerada. Nesse sentido, a partir do cálculo da TIR e do LCOE, é possível analisar como essas duas variáveis se comportam nos cenários estudados. Entretanto, a TIR e o LCOE não apresentam o resultado financeiro do projeto, além de usar dados exógenos, como preço de venda e taxa de desconto, respectivamente.

Em suma, os indicadores analisados se relacionam conforme exposto na Figura 24.

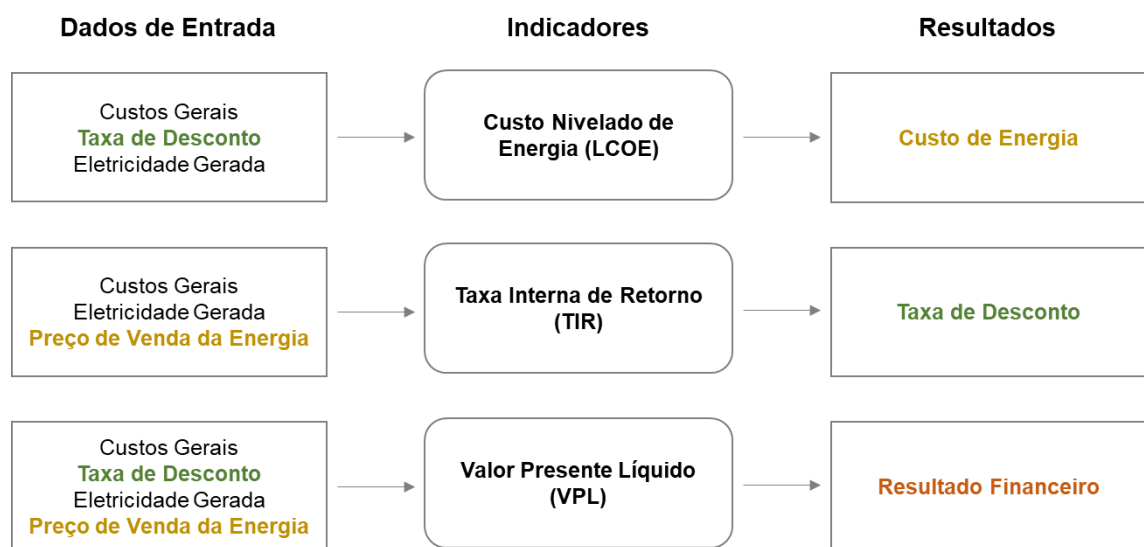


Figura 24. Dados de Entrada e Relações entre Indicadores analisados  
Fonte: Elaboração própria

#### 4.3.2. Definição de Parâmetros

Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost of Capital*)

A taxa de desconto utilizada para cálculo de indicadores financeiros de empreendimentos depende diretamente do custo do capital para o empreendedor. Este custo, por sua vez, está sujeito a parcela utilizada de capital próprio (*Equity*) e de terceiros (*Debt*) – além da taxa retorno financeiro esperado por esses – a fim de financiar o empreendimento. Dessa forma, calcula-se o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – *Weighted Average Cost os Capital*) para obter a taxa de desconto do



projeto, o qual considera tanto as parcelas de ambos tipos de capital, quanto seus retornos esperados (ROSS et al., 2002).

Assumindo que o custo total do investimento em um projeto é a soma de *Equity* (*Eq*) e *Debt* (*De*) e que suas taxas de retorno esperado são conhecidas,  $r_{Eq}$  e  $r_{De}$ , respectivamente, calcula-se o  $WACC_{BRUTO}$  a partir da Equação 16.

$$WACC_{BRUTO} = \frac{Eq}{Eq+De} r_{Eq} + \frac{De}{Eq+De} r_{De} \quad \text{Equação 16.}$$

Contudo, os impostos sobre o custo de capital de terceiros são deduzíveis a nível do empreendimento (ROSS et al., 2002). Portanto, sendo o imposto sobre empresas  $T_C$ , calcula-se o  $WACC$  após os impostos a partir da Equação 17. De acordo Nota técnica nº361/2013 da ANEEL, o imposto de renda cobrado a UHEs é de 34% (ANEEL (2013)a

$$WACC = \frac{E}{E+D} r_E + \frac{D}{E+D} r_D \times (1 - T_C) \quad \text{Equação 17.}$$

A fim de calcular o  $WACC$  do cenário base, será necessário assumir qual é a proporção de Debt e Equity (*D/E ratio*) utilizada no projeto. Esta se baseará nos observados na demais usinas já construídas ou em construção na região amazônica (WORLD BANK, 2018). O custo de capital próprio nominal (*Equity*) considerado foi de 12,24%, conforme estipulado na Nota Técnica nº361/2013 (ANEEL, 2013). Ademais, os valores considerados no estudo serão nominais e taxa de inflação utilizada se baseará nas Metas de Inflação propostas pela Banco Central<sup>7</sup>.

#### Depreciação (D)

De acordo com a lei 10.848/2004 (Brasil, 2004):

As concessões de geração de energia elétrica, contratadas a partir da Medida Provisória no 144, de 11 de dezembro de 2003, terão o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato.

Assim sendo, a depreciação dos ativos ocorrerá integralmente no período estudado de forma linear, conforme explicitado na Equação 18.

---

<sup>7</sup> <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas> Acesso em: 10/11/2018

$$D_n = I_D / N_D \quad \text{Equação 18.}$$

Onde,  $D_n$  é depreciação do ativo ocorrida no ano  $n$ ,  $I_D$ , a parcela do investimento depreciable e,  $N_D$ , a quantidade de anos em que o ativo será depreciado.

Contudo, nem todos os ativos da usina hidrelétrica serão depreciados, sendo apenas os dispostos na Resolução Normativa nº 731/2016, os quais são apresentados na Tabela 6 (ANEEL, 2016).

Tabela 6. Lista de agrupamentos de ativos depreciáveis  
Fonte: Adaptado de ANEEL (2016)

| Classe | Agrupamento                      |
|--------|----------------------------------|
| 1      | GERADOR                          |
| 2      | TURBINA                          |
| 3      | RESERVATÓRIO, BARRAGEM E ADUTORA |
| 4      | EDIFICAÇÕES E OBRAS CIVIS        |
| 5      | URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS       |
| 6      | OUTROS SISTEMAS                  |
| 7      | EQUIPAMENTOS DE CASA DE FORÇA    |
| 8      | EQUIPAMENTOS GERAIS              |
| 9      | CONDUTO FORÇADO                  |
| 10     | TRANSFORMAÇÃO/SUBESTAÇÃO         |
| 11     | CONEXÃO (Linha de Transmissão)   |

#### Custo de O&M ( $C_{O\&M}$ )

De acordo com o Manual de Inventário de Bacias Hidrográficas, o custo anual de operação e manutenção de usinas hidrelétricas pode ser estimado a partir da Equação 19. Essa fórmula relaciona a potência instalada ( $P$ ) da usina em Megawatts (MW) com o  $C_{O\&M}$  a partir de informações coletadas para elaboração da Tarifa de Energia de Otimização da ANEEL (MME, 2007).

$$C_{O\&M} = a \times P^{-b} \quad \text{Equação 19.}$$

Onde,

$$a = 87,343$$

$$b = 0,3716$$

A constante  $a$  foi obtida com dados referentes a dezembro de 2006 e, portanto, deve ser atualizada ao ano base do estudo pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI) (MME, 2007).

## Custo de Implantação e Período de Vida do Projeto

A maior parte do custo incorrido num projeto de hidrelétrica se dá na instalação do mesmo, tendo em vista o seu alto gasto com construção das barragens e reduzido custo de operação e manutenção (OKOT, 2013). Devido a essa influência no resultado final dos indicadores, o custo considerado no cálculo destes será o apresentado no Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) das usinas estudadas, sendo considerado como Custo *Overnight*<sup>8</sup>.

O aporte de capital para instalação de uma UHE se dá ao longo de muitos anos, durante todo o seu período de construção, e esta passa a obter rendimentos somente após o início de sua operação. Dessa forma, a duração do período de construção e início da operação se baseará na média de empreendimentos similares construídos na região Amazônica<sup>9</sup>. Adicionalmente, o tempo de vida do projeto das UHEs estudadas será equivalente ao tempo de concessão destes empreendimentos.

### 4.3.3. Análises de Sensibilidade

A fim de endereçar o problema da incerteza de alguns dados de entrada, serão realizadas análises de sensibilidade para alguns destes, sendo: Custo de capital de terceiros (*Debt*); Preços de venda de energia e custo das obras de instalação.

De acordo com WORLD BANK (2018), a maior parte dos aportes de capital de terceiros nas megahidrelétricas da região amazônica tiveram origem do BNDES. A composição da taxa de juros dos financiamentos diretos obtidos pelo BNDES leva em consideração o custo financeiro para o banco, sua remuneração básica e uma taxa de risco de crédito. De acordo com a planilha disponibilizada pelo banco de “Operações contratadas na forma direta e indireta”, a maior parte dos financiamentos disponibilizados a empreendimentos hidrelétricos tiveram seus custos financeiros baseados na Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), enquanto os demais custos financeiros variaram entre 1,49% e 4,2% (BNDES, 2018).

---

<sup>8</sup> Custo ao longo dos anos descontados a valor presente para o primeiro período considerado. Dessa forma, é levado em conta, figurativamente, que todo o aporte de capital ocorre no primeiro período

<sup>9</sup> As usinas consideradas como parâmetro nesse estudo são: Belo Monte (Rio Xingu); Colíder, Teles Pires e São Manoel (Rio Teles Pires); Jirau e Santo Antônio (Rio Madeira); Cachoeira Caldeirão e Ferreira Gomes (Rio Araguari)

Dessa forma, a estimação da taxa de juros de financiamento se baseará na taxa básica do BNDES (Taxa de Longo Prazo – TLP<sup>10</sup>) acrescida do spread mediano praticado nos empréstimos fornecidos para construção destas megahidrelétricas. As análises de sensibilidade considerarão o spread mínimo e máximo praticado nesses mesmos projetos.

Outro parâmetro importante a ser considerado na análise de sensibilidade é o preço de venda da eletricidade. Segundo a Câmara de Comércio de Energia Elétrica, existem dois modelos de comercialização da eletricidade: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) (CCEE, 2018). O primeiro é o que abarca menor incerteza sobre os preços praticados já que esse é definido no momento do leilão de energia elétrica e é válido por todo o período de concessão. O segundo considera uma incerteza um pouco maior nos rendimentos, tendo em vista que são contratos de menor prazo e que são estabelecidos diretamente entre a geradora e o consumidor definindo-se preços, volumes e cláusulas de hedge com pouco intervenção do governo (LEITE et al., 2013).

Um fator a ser considerado na formulação dos preços de comercialização de eletricidade no Brasil é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Este preço é determinado semanalmente com base no que foi contratado por agentes do mercado e o que foi de fato medido e é a base para o Mercado de Curto Prazo (mercado spot) (CCEE, 2018). Este é intrinsecamente ligado a disponibilidade hídrica nas usinas hidrelétricas do país, variando de forma inversamente proporcional em relação a esta, conforme Figura 25.

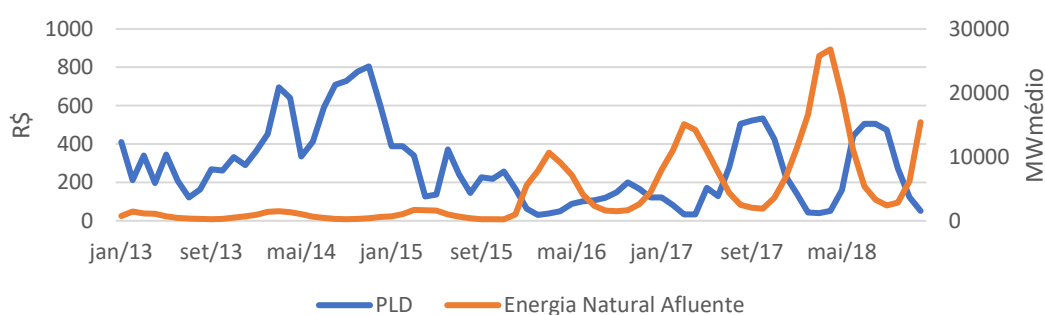


Figura 25. Energia Natural Afluente na bacia Amazônica x Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

Fonte: Elaboração própria baseado em CCEE (2018b) e ONS (2018b)

<sup>10</sup> A partir de 2018, a TJLP parou de ser adotada nos financiamentos do BNDES. Em seu lugar, passou a ser adotada a TLP, que, atualmente está em 7,4% (Outubro/2018). A TLP é ajustada de acordo com o fator de redução da taxa de juro real da NTN-B de cinco anos, denominado alfa ( $\alpha$ ). Este fator é válido por um ano e sobe progressivamente até 2023, quando a TLP-Pré igualará a taxa de juro real da NTN-B

Minimamente, a empresa ou consórcio responsável pela operação da UHE se compromete a comercializar toda a sua energia gerada pelo ACR, sendo esta situação considerada o cenário base do estudo, levando em consideração o maior preço praticado empreendimentos similares na região amazônica CCEE, 2018b). Porém, é possível negociar que uma parcela da energia gerada seja comercializada pelo ACL e, no presente estudo, serão consideradas duas faixas de preço praticados neste ambiente para realizar a análise de sensibilidade: a mediana do PLD no período de 2014 a 2018 e a mediana do PLD no período de 2014 a 2015. A escolha do primeiro período se justifica por ser um em que abrange anos secos e úmidos, enquanto, a do segundo, se dá por conta da predominância de uma hidrologia pouco favorável (Figura 25). O segundo período seria uma representação de um cenário de preços mais altos por conta de uma redução de vazão. Ademais, a definição de qual parcela seria comercializada no ACL se baseará no vigente em contratos de empreendimentos similares na região amazônica.

Por fim, conforme CALLEGARI et al. (2018) analisaram a partir de megahidrelétricas construídas no Brasil, em média, estas apresentam um sobrecusto de cerca de 98% e atrasos em suas construção de 75% (3,5 anos). Desta forma, é importante considerar os sobrecustos que possivelmente ocorreriam caso estes projetos fossem postos em prática. Para isso, o presente estudo usará a base de dados levantada por SOVACOO et al. (2014), a qual apresenta o custo de construção estimado e custo de construção real de 401 empreendimentos de geração elétrica em 57 países, sendo que, destes, 67 são hidrelétricas. Dessa forma, será utilizado como limites para análise de sensibilidade o quartil 25, mediana e quartil 75 do sobrecusto observado nestas hidrelétricas.

Em suma, as análises de sensibilidade realizadas são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7. Resumo das Análises de Sensibilidade a serem realizadas

Fonte: Elaboração Própria

|                                | <b>Base</b>                        | <b>Análise de Sensibilidade (Menor Limite)</b>                                     | <b>Análise de Sensibilidade (Maior Limite)</b>                                     |
|--------------------------------|------------------------------------|--|--|
| Taxa de Juros de Financiamento | TLP + Spread médio                 | TLP + Spread mínimo  | TLP + Spread máximo  |
| Preço de Venda de Energia      | 100% ACR (maior preço de contrato) | Parcela ACR (maior preço de contrato)<br><br>Parcela ACL (PLD mediano 2014 - 2018) | Parcela ACR (maior preço de contrato)<br><br>Parcela ACL (PLD mediano 2014 – 2015) |
| Custo de Instalação            | Custo base (EVTE)                  | Custo base (EVTE) *<br>Mediana (%)<br>(SOVACOOOL et al., 2014)                     | Custo base (EVTE) *<br>Q75 (%)<br>(SOVACOOOL et al., 2014)                         |

## 5 ESTUDO DE CASO

Tendo em vista as possíveis implicações das mudanças climáticas na geração hidrelétrica explicitadas na seção 2.3, o presente estudo buscará analisar a robustez financeira de projetos de UHEs de grande relevância no cenário amazônico utilizando os métodos apresentados no capítulo 4. Desta forma, neste capítulo, serão apresentadas quais usinas serão analisadas, destacando o motivo de sua escolha, além dos resultados das análises propostas. Por fim, será levantada uma discussão dos resultados obtidos à luz dos conceitos destacados nos capítulos 2 e 3.

### 5.1 Apresentação de Usinas Estudadas

De acordo com o planejamento do setor elétrico, a expansão geração hidrelétrica na bacia hidrográfica amazônica (Figura 26) seria baseada, em sua maior parte, por usinas do rio Madeira, Xingu e Tapajós. Juntas das usinas da bacia do rio Tocantins, estas seriam responsáveis por aproximadamente 40% da geração elétrica no Brasil (EPE, 2018a). Segundo ANEEL (2017b), atualmente na região hidrográfica amazônica, 13 UHEs encontram-se com o registro ativo, aguardando os estudos de viabilidade, as quais representam 9,99 GW de potência instalada. Enquanto isso, outras 12 tiveram seus estudos de viabilidade aceitos pela ANEEL, totalizando 11,05 GW de potência instalada. Dentre estas, apenas 2 usinas são responsáveis por 88% da potência instalada, sendo: São Luiz do Tapajós (8040 MW) e Jatobá (1650 MW) no rio Tapajós.

As megahidrelétricas planejadas para as sub-bacias dos rios Xingu e Madeira já tiveram suas construções iniciadas. No caso das usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, estas tiveram suas obras concluídas em dezembro de 2016 (ESBR, 2016; BRASIL, 2017). Já Belo Monte, no Rio Xingu, encontra-se em operação, porém ainda não finalizada. Segundo a concessionária responsável pelo empreendimento, a 12ª Unidade Geradora se encontra em operação, alcançando 7566,3 MW de potência instalada – 68% do total (NORTEENERGIA, 2018). A conclusão da obra está projetada para o final de 2019.

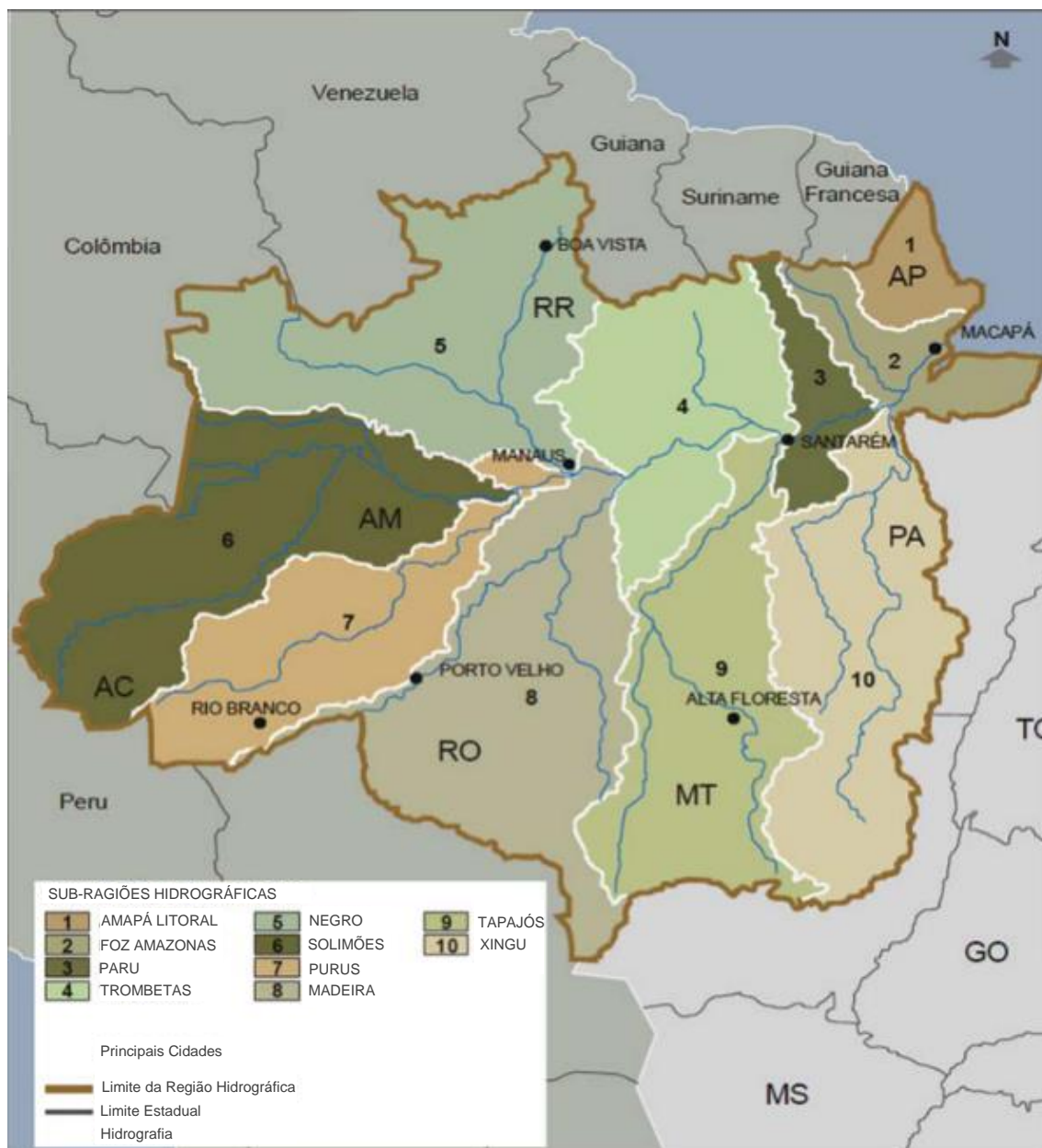


Figura 26. Sub-regiões Hidrográficas Amazônicas  
Fonte: ELETRONORTE (2008)

Assim sendo, o foco deste estudo se dará nas mega hidrelétricas planejadas para a sub-bacia do Rio Tapajós, cuja construção ainda não iniciou. Esta é uma das principais da bacia amazônica (Figura 26), contando com uma área de 764.183 km², abrangendo 73 municípios, sendo 59 no Mato Grosso, 11 no Pará, 2 no Amazonas e 1 em Rondônia, região onde habitam cerca de 1.200.000 de pessoas (IBGE, 2010; ICMBIO, 2011). Originado a partir da confluência dos rios Juruena e Teles Pires, o rio Tapajós corre por cerca de 800 quilômetros até desaguar no rio Amazonas.

Conforme a Figura 27, a bacia apresenta uma conformação assimétrica, já que os afluentes de maior porte se encontram na margem a direita, sendo o rio Jamanxim



o maior. Este possui uma área de drenagem de 58.633 km<sup>2</sup>, 370km de extensão e, devido aos seus atrativos econômico-energéticos, também faz parte do Complexo Hidrelétrico do Tapajós (ELETRONORTE, 2008).

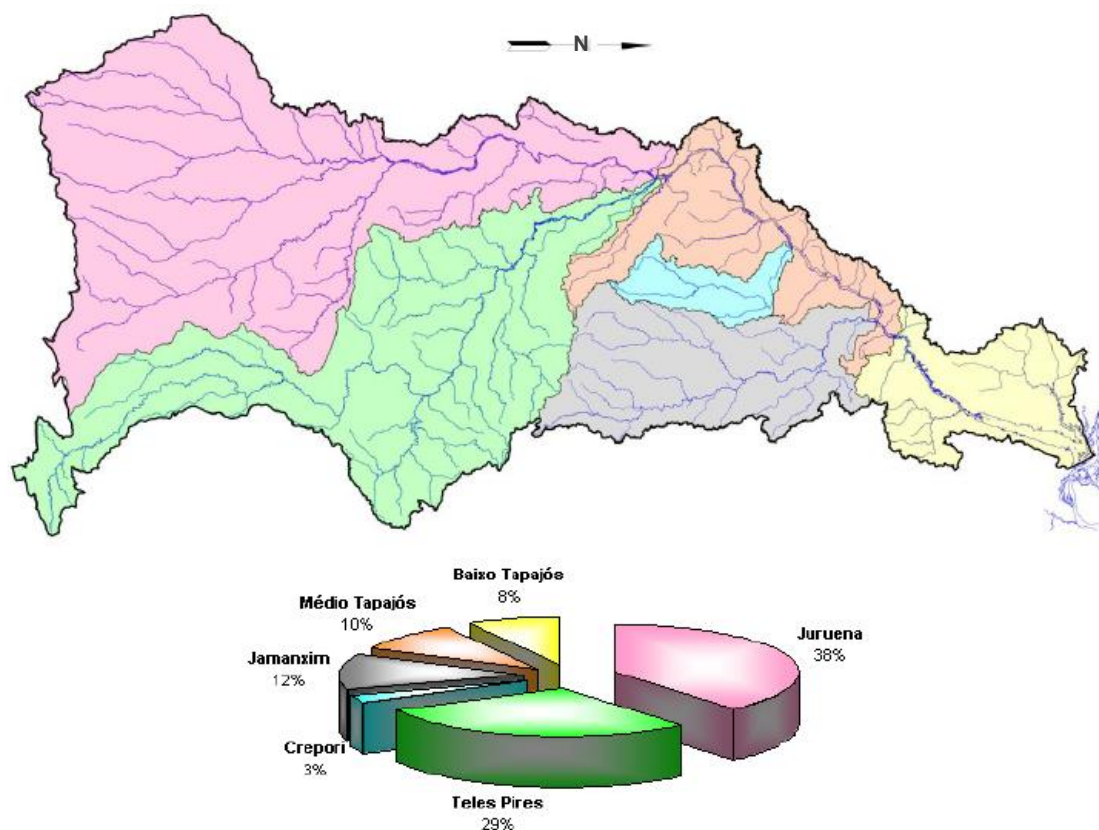


Figura 27. Bacia do Rio Tapajós e Formadores.

Fonte: ANEEL (2017a)

De acordo com INPE (2010 apud Junior et al., 2014), a maior parte do uso nas bacias dos rios Tapajós e Jamanxim se dá por áreas de florestas (83%), sendo distribuídas em 14 unidades de conservação. Ademais, 5% dessa área é coberta por pastagens, 3,4% por rios e lagos, 2,7% por vegetação secundária, 0,14% por agricultura anual e 0,07 por mineração. Manchas urbanas ocupam apenas 0,06%, enquanto 5,64% da área ocupada da bacia foram classificados como 'outros usos'.

Os estudos da bacia do Tapajós para identificar e definir seu potencial hidrelétrico foram realizados entre no final da década de 1980, sendo o primeiro projeto para barrar o rio Tapajós foi elaborado pela Eletronorte. Ele previa um reservatório de grande porte que alagaria um longo trecho até a confluência dos Rios Teles Pires e Juruena, e colocaria submersa a cidade de Jacareacanga (Junior et al., 2014).

Em 2006, foi assinado um Termo de Compromisso entre as empresas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S. A. – Eletronorte e Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A. (CCCC) para elaboração dos “Estudos de Inventário Hidrelétrico das Bacias dos Rios Tapajós e Jamanxim”. O inventário, publicado em 2008, apontou um arranjo de 7 usinas hidrelétricas, sendo 3 no rio Tapajós e 4 no rio Jamanxim, como o ideal para a geração elétrica na bacia (ELETROBRAS, 2014).

Os projetos hidrelétricos do chamado Complexo Hidrelétrico do Tapajós (Figura 28) foram estruturados inicialmente para gerar 10.682 MW (posteriormente atualizado para 11.901 MW) em um conjunto de cinco aproveitamentos em sequência, dos sete identificados no inventário: dois no rio Tapajós [São Luiz do Tapajós (6.138 MW) – posteriormente atualizado para 8.040 MW – e Jatobá (2.338 MW) – posteriormente atualizado para 1650MW] e três no rio Jamanxim [Cachoeira do Caí (802 MW), Jamanxim (881 MW) e Cachoeira dos Patos (528 MW)] (ANEEL, 2017b).

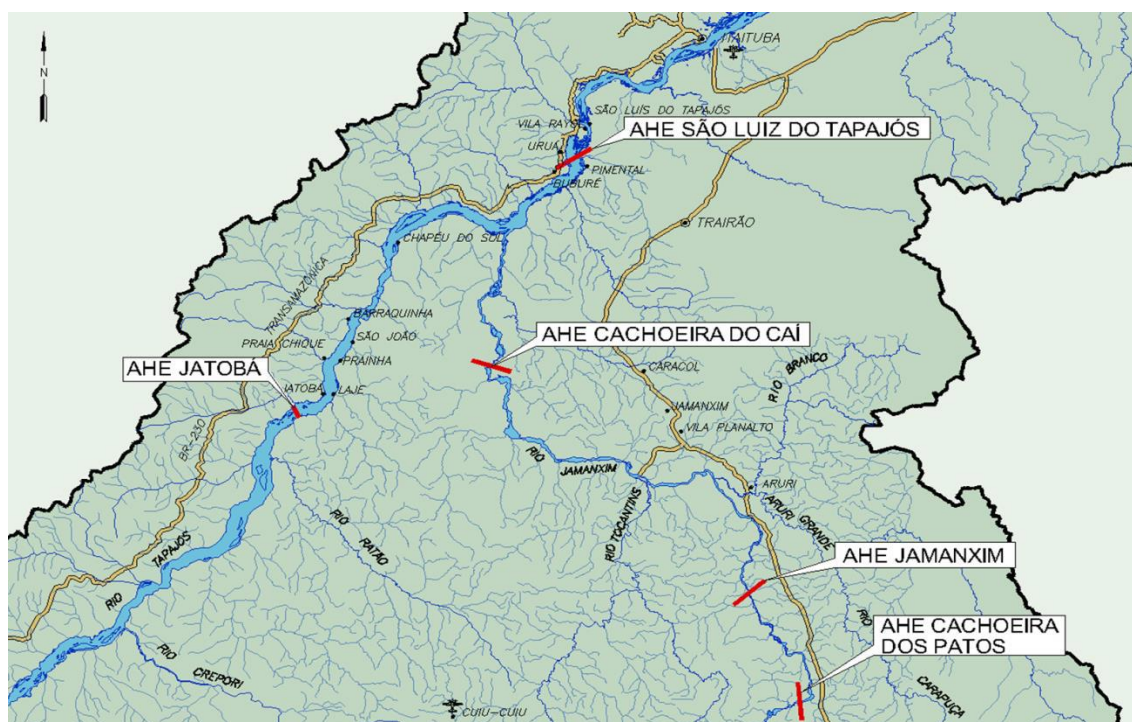


Figura 28. Localização dos empreendimentos do Complexo do Tapajós  
Fonte: ANEEL (2017a)

Há ainda outras frentes de exploração de energia hidrelétrica na porção à montante, formadora da bacia do Tapajós, com projetos distribuídos entre os rios Teles Pires e Juruena, divididos em 5 empreendimentos e com potencial total de 3.697MW (ELETROBRAS (2014). Destes, 4 já foram construídos ou estão em construção, as UHEs Sinop, Colíder, Teles Pires e São Manoel, totalizando 3.219MW de potência instalada.



Dessa forma, o presente estudo irá focar nas duas megahidrelétricas planejadas para a bacia Amazônica que já tiveram seus Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica desenvolvidos: São Luiz do Tapajós e Jatobá. A seguir, serão expostos os principais dados hidrológicos, técnicos e financeiros, além da situação de licenciamento de ambas.

### São Luiz do Tapajós

A UHE São Luiz do Tapajós, com seus 8.040 MW de potência instalada, será a quarta maior hidrelétrica do país, atrás apenas de Itaipu, Belo Monte e Tucuruí I e II. O local da usina abrange área pertencente aos municípios de Itaituba e Trairão, sendo que o eixo do barramento (coordenadas 4° 33' 7,51" e 56° 16' 42,76") posiciona-se próximo à Vila Pimental, localizada na margem direita do rio Tapajós, e a Casa de Força Principal (coordenadas 4° 31' 25,81" e 56° 14' 5,36") se localiza a cerca de 8 km a montante da localidade de São Luiz do Tapajós (Figura 29) (ELETROBRAS, 2015).

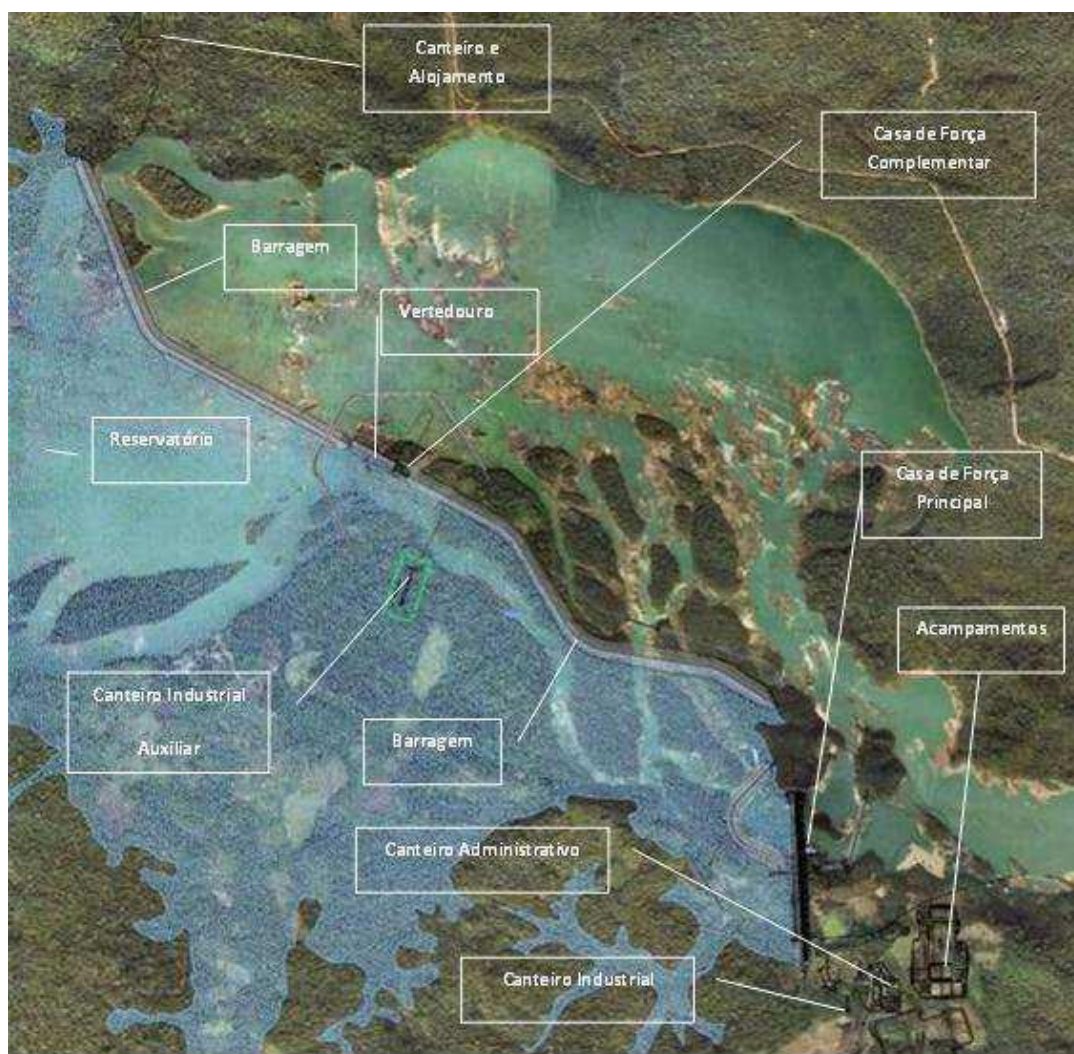


Figura 29. Esquema do Arranjo Geral das Obras, Canteiros e Equipamentos  
Fonte: ELETROBRAS (2015)

O Nível d'água máximo normal do reservatório está na cota 50 m, sendo a usina operada a fio d'água. Simulações hidro energéticas realizadas pela Eletrobrás e Eletronorte estabeleceram uma potência instalada de 7.740 MW na Casa de Força Principal, com queda bruta média da ordem de 36 m. A Casa de Força Complementar, por sua vez, tem o NA normal de jusante na cota 21 m, resultando uma queda bruta média de 29 m, com uma potência instalada de 300 MW. A Casa de Força Principal será equipada com 36 grupos hidrogeradores de 215 MW dotados de turbinas Kaplan e a Casa de Força Complementar com 2 grupos de 150 MW, também com turbinas Kaplan. O Vertedouro de superfície, com crista da soleira na cota 30 m, é equipado com 18 comportas segmento de 18,50 m de largura por 20 m de altura e permite descarregar, sem sobrelevação, a ponta da cheia decamilenar de 59.836 m³/s (ANEEL, 2014).

A barragem é do tipo homogênea, de solo argiloso compactado, crista na cota 53 m com 10 m de largura com 7.608 m de extensão total, comprimento menor apenas que o de Itaipu e Tucuruí I e II. Com a configuração resultante dos estudos energéticos, o AHE São Luiz do Tapajós agregará ao Sistema Interligado Nacional 4.012 MW de energia firme (ANEEL, 2014).

A Figura 30 apresenta a análise feita a partir da série histórica presente no EVTE da usina (ANEXO I). A fim de realizar os cenários de vazão, será utilizado como cenário base os dados referentes às médias mensais apuradas na série.

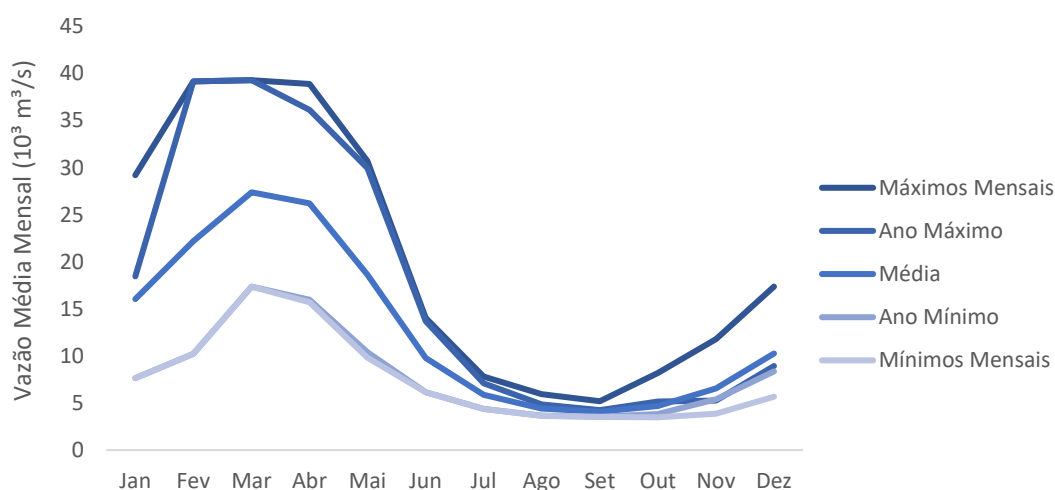


Figura 30. Análise de Vazões Históricas - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria com base em ANEEL (2014)

Ademais, os coeficientes que inter-relacionam o volume do reservatório (V) e a cota à montante ( $H_m$ ) e a vazão do rio (Q) e a cota à jusante ( $H_j$ ), a fim de estabelecer a queda líquida no momento da modelagem da geração elétrica, são conforme a Tabela 8. Os demais parâmetros energéticos que serão utilizados como dados de entrada para o modelo de geração elétrica são os encontrados na Tabela 9.

Tabela 8. Coeficientes dos Polinômios Característicos de cota à montante e à jusante - São Luiz do Tapajós  
Fonte: ANEEL (2014)

|    | A0            | A1            | A2             | A3            | A4             |
|----|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| Hm | 3,6207150E+01 | 2,1666103E-03 | -5,0290098E-08 | 0,0000000E+00 | 0,0000000E+00  |
| Hj | 3,6361300E+00 | 1,3355100E-03 | -7,2380400E-08 | 2,0352900E-12 | -2,0917400E-17 |

Tabela 9. Principais Parâmetro Energéticos da UHE São Luiz do Tapajós  
Fonte: ANEEL (2014)

| Parâmetros Energéticos                        | Casa de Força Principal | Casa de Força Complementar |
|---|-------------------------|----------------------------|
| Potência Unitária (MW)                        | 215                     | 150                        |
| Número de Unidades                            | 36                      | 2                          |
| Potência Total Instalada (MW)                 | 7.740                   | 300                        |
| Tipo de Turbina                               | Kaplan                  | Kaplan                     |
| Rendimento do Grupo Turbina-Gerador (%)       | 91,35                   | 91,35                      |
| Perda Hidráulica Média (m)                    | 0,72                    | 0,78                       |
| Taxa de Indisponibilidade Forçada - TEIF (%)  | 2,917                   | 2,533                      |
| Taxa de Indisponibilidade Programada - IP 9%) | 0                       | 8,091                      |
| Disponibilidade Máxima (%)                    | 97,08                   | 89,58                      |
| Nível d'água Máximo Normal de Operação (m)    | 50                      | 50                         |

ANEEL (2014) estima que o custo total para instalação da UHE São Luiz do Tapajós seja R\$28.460.936.000,00 (vinte e oito bilhões, quatrocentos e sessenta milhões e novecentos e trinta e seis mil reais), conforme Tabela 10. Contudo, esse valor foi calculado referenciado a março de 2013 e, a fim de calcular os indicadores financeiros, este será ajustado pelo Índice Geral de Preço de Mercado (IGP-M) para janeiro de 2018.

Tabela 10. Resumo de Custos - São Luiz do Tapajós  
Fonte: ANEEL (2014)

| Conta  | Item   | Custo<br>10 <sup>3</sup> R\$ |
|--|--|------------------------------|
| 10   | Terrenos, Relocações e Ações socioambientais | 2.554.194                    |
| 11   | Estruturas e Outras Benfeitorias             | 5.439.692                    |
| 12   | Barragens e Adutoras                         | 3.424.823                    |
| 13   | Turbinas e Geradores                         | 7.962.811                    |
| 14   | Equipamento Elétrico Acessório               | 1.127.947                    |
| 15   | Diversos Equipamentos da Usina               | 1.248.778                    |
| 16   | Estradas de Rodagem, de Ferro e Pontes       | 34.190                       |
| <b>Custo Direto</b>                              |  | <b>21.792.435</b>            |
| 17   | Custos Indiretos                             | 2.471.262                    |
| <b>Custo Direto e Indireto</b>                   |  | <b>24.263.698</b>            |
| 18   | Juros Durante a Construção (JDC)             | 3.639.555                    |
| <b>Custo Total</b>                               |  | <b>27.903.252</b>            |
| Subestação e Linha de Transmissão / Interligação |  | 557.684                      |
| <b>Custo Total com a SE e LT</b>                 |  | <b>28.460.936</b>            |

Atualmente, o licenciamento da UHE se encontra arquivado após a Fundação Nacional do Índio ter apontado a inviabilidade do projeto por conta de impactos irreversíveis em grupos indígenas devido a sua remoção de seus territórios tradicionais (IBAMA, 2016). Contudo, em um acórdão do TCU sobre o caso, foi frisado que “Não é razoável que os interesses dos povos tradicionais prevaleçam, a qualquer custo, sobre os da coletividade” (TCU, 2017). Adicionalmente, segundo Manoel Moreira, secretário de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica: “as comunidades indígenas não têm soberania sobre o seu território, e sim prerrogativa de uso. Quem tem de decidir o que é possível ser feito em terras indígenas é o Congresso” (O GLOBO, 2018). Dessa forma, havendo um arranjo institucional favorável, o licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós poderá ser retomando.

Por fim, segundo relatório do GREENPEACE (2015), foram encontrados diversos problemas no Estudo de Impacto Ambiental da UHE, como, por exemplo:

1. Ausência ou omissão de informações importantes para avaliar impactos do empreendimento;
2. Desenho amostral parcialmente adequado, porém, mal utilizado no estudo;
3. Metodologias de amostragem inadequadas ou obsoletas para análise de alguns grupos taxonômicos;

4. Análise e tratamento inadequados dos dados para quase todos os grupos;
5. Programas ambientais genéricos e insuficientes como ações mitigadoras e compensatórias;
6. Falta de contextualização regional dos resultados;
7. Conclusões sem fundamentação científica.

### Jatobá

O eixo de barramento do AHE Jatobá se encontra a 437km da foz do rio Tapajós, a jusante das ilhas Tureba, próximo ao local conhecido como Cachoeira Mangabal. O eixo definido localiza-se cerca de 500m a jusante do eixo escolhido nos estudos de inventário, localidade esta que se beneficia de um estrangulamento natural do rio Tapajós (ANEEL, 2017b).

A partir da margem esquerda, o eixo segue em direção sudeste e após aproximadamente 1.600m sofre inflexão em direção sul, por onde segue até encontrar a ombreira na margem direita. No primeiro trecho, mais próximo à margem esquerda e em função das melhores condições de acesso, serão implantadas as estruturas em concreto: muro de fechamento em CCR, de pouco mais de 130 metros de comprimento; a estrutura da casa de força, que incorpora a tomada d'água, com aproximadamente 937,70m; e o vertedouro, com muro defletor, com pouco mais de 360m. No segundo trecho será construída a barragem de enrocamento com núcleo argiloso, com seção incorporada às ensecadeiras, para o fechamento do vale (Figura 31) (ANEEL, 2017b).



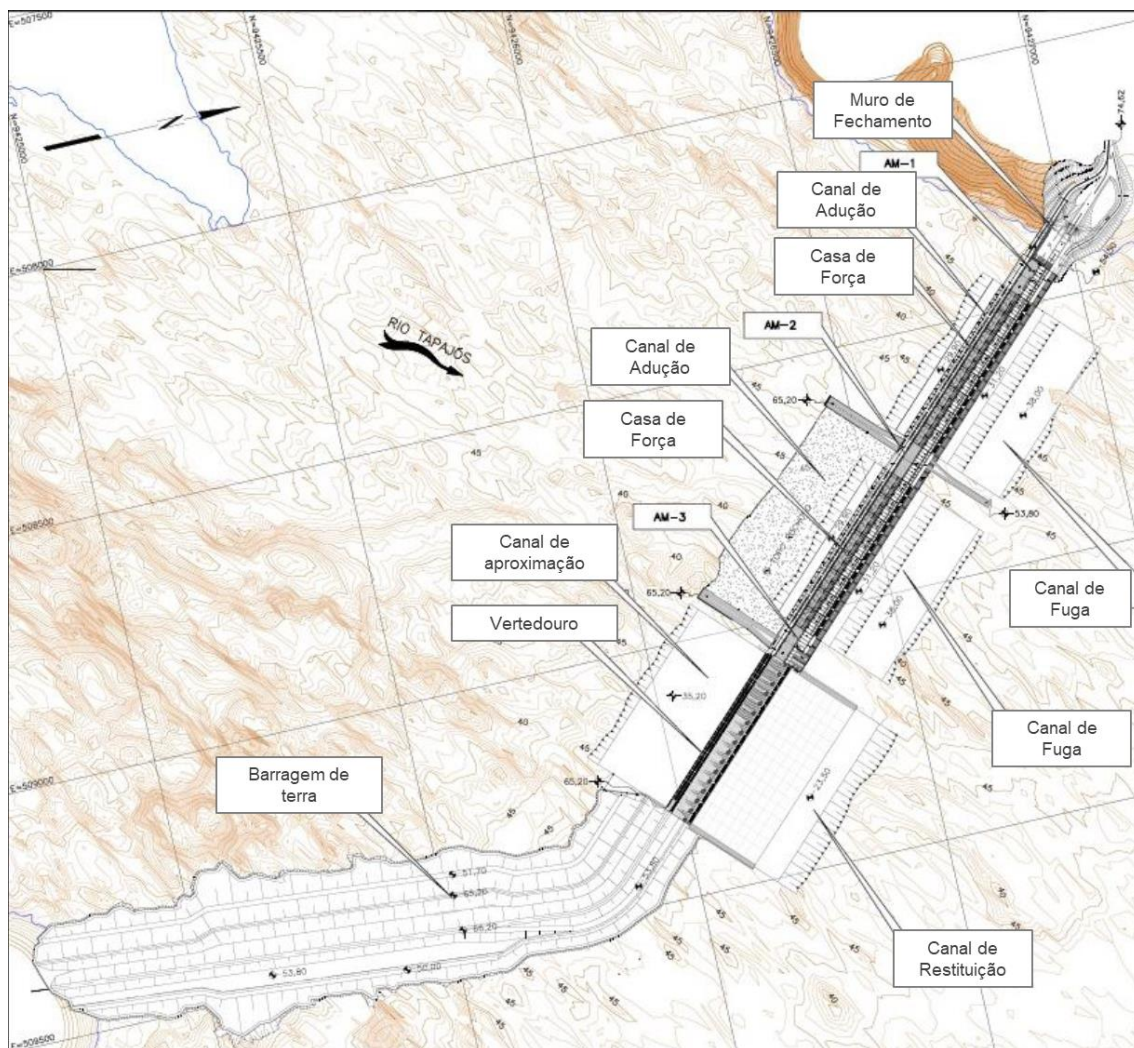


Figura 31. Esquema do Arranjo Geral da UHE Jatobá  
Fonte: ANEEL (2017a)

A casa de força será equipada com 32 grupos geradores compostos por turbinas bulbo, com potência unitária de 51,56MW. Abrigará 3 áreas de montagem e será construída em duas etapas: a primeira com 16 máquinas, e a segunda com outras 16. O vertedouro foi projetado para escoar a vazão decamilenar de 52.950m<sup>3</sup>/s sem sobrelevação do nível do reservatório, em 16 vãos de 18,30m, equipados com comportas segmentos de 20,32m de altura. O aproveitamento operará a fio d'água. O nível d'água do reservatório deve ser variável entre as cotas 60,40m e 63,20m, de acordo com a Curva-guia definida nos estudos de remanso. Os níveis d'água operacionais característicos do reservatório do aproveitamento correspondem aos seguintes valores: NA máximo maximum 64,20m; NA máximo normal 63,20m; e NA mínimo normal 60,40 (ANEEL, 2017b).

Com 467,20km<sup>2</sup> de área alagada, o reservatório do AHE Jatobá tem número índice de 0,283km<sup>2</sup>/MW o que indica ser este aproveitamento um dos melhores do



país, quando comparado com seus congêneres. Ressalta-se também que 69,5% da superfície do reservatório é representada pela própria calha natural do rio, indicando que a área realmente inundada é de 142,69km<sup>2</sup>. A área a ser afetada pelo lago inclui terras dos municípios de Itaituba e Jacareacanga (ANEEL, 2017a).

A Figura 32 apresenta a análise feita a partir da série histórica presente no EVTE da usina (ANEXO I). A fim de realizar os cenários de vazão, será utilizado como cenário base os dados referentes às médias mensais apuradas na série.

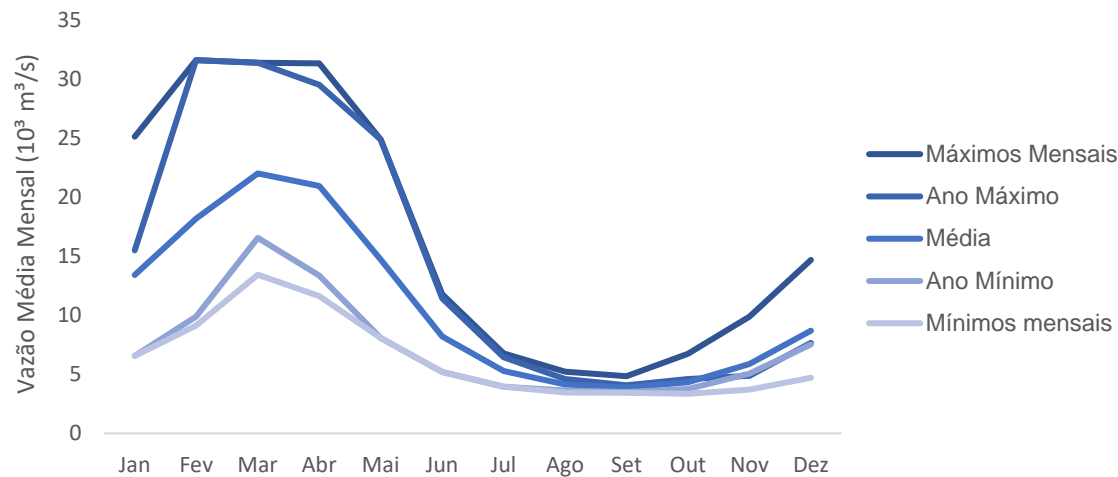


Figura 32. Análise de Vazões Históricas – Jatobá  
 Fonte: Elaboração Própria com base em ANEEL (2017a)

Ademais, os coeficientes que inter-relacionam o volume do reservatório ( $V$ ) e a cota à montante ( $H_m$ ) e a vazão do rio ( $Q$ ) e a cota à jusante ( $H_j$ ), a fim de estabelecer a queda líquida no momento da modelagem da geração elétrica, são conforme a Tabela 11. Os demais parâmetros energéticos que serão utilizados como dados de entrada para o modelo de geração elétrica são os encontrados na Tabela 12.

Tabela 11. Coeficientes dos Polinômios Característicos de cota à montante e à jusante – Jatobá  
 Fonte: ANEEL (2017a)

|    | A0            | A1            | A2             | A3             | A4             |
|----|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| Hm | 5,3187223E+01 | 8,0361193E-03 | -2,4460785E-06 | 3,8861329E-10  | -2,3021124E-14 |
| Hj | 4,9995484E+01 | 1,9109914E-06 | 2,4323109E-09  | -4,4059876E-14 | 2,7512343E-19  |

Tabela 12. Principais Parâmetro Energéticos da UHE Jatobá  
Fonte: ANEEL (2017a)

| Parâmetros Energéticos                        | Casa de Força Principal |
|---|-------------------------|
| Potência Unitária (MW)                        | 51,56                   |
| Número de Unidades                            | 32                      |
| Potência Total Instalada (MW)                 | 1.650                   |
| Tipo de Turbina                               | Bulbo                   |
| Rendimento do Grupo Turbina-Gerador (%)       | 90,16                   |
| Perda Hidráulica Média (m)                    | 0,5                     |
| Taxa de Indisponibilidade Forçada - TEIF (%)  | 1,982                   |
| Taxa de Indisponibilidade Programada - IP 9%) | 5,292                   |
| Disponibilidade Máxima (%)                    | 92,83                   |
| Nível d'água Máximo Normal de Operação (m)    | 63,2                    |
| Vazão de Referência (m³/s)                    | 18.599                  |
| Queda de Projeto (m)                          | 11,06                   |

ANEEL (2017a) estima que o custo total para instalação da UHE São Luiz do Tapajós seja R\$14.238.626.000,00 (catorze bilhões, duzentos e trinta e oito milhões e seiscentos e vinte e seis mil reais), conforme Tabela 13. Contudo, esse valor foi calculado referenciado a junho de 2017 e, a fim de calcular os indicadores financeiros, este será ajustado pelo Índice Geral de Preço de Mercado (IGP-M) para janeiro de 2018.

Tabela 13. Resumo de Custos – Jatobá  
Fonte: ANEEL (2017a)

| Conta  | Item   | Custo<br>10³ R\$  |
|--|--|-------------------|
| 10   | Terrenos, Relocações e Ações socioambientais | 1.629.545         |
| 11   | Estruturas e Outras Benfeitorias             | 2.262.266         |
| 12   | Barragens e Adutoras                         | 1.926.315         |
| 13   | Turbinas e Geradores                         | 3.955.074         |
| 14   | Equipamento Elétrico Acessório               | 560.400           |
| 15   | Diversos Equipamentos da Usina               | 675.773           |
| 16   | Estradas de Rodagem, de Ferro e Pontes       | 11.933            |
| <b>Custo Direto</b>                              |  | <b>11.021.305</b> |
| 17   | Custos Indiretos                             | 1.249.816         |
| <b>Custo Direto e Indireto</b>                   |  | <b>12.271.121</b> |
| 18   | Juros Durante a Construção (JDC)             | 1.840.668         |
| <b>Custo Total</b>                               |  | <b>14.111.789</b> |
| Subestação e Linha de Transmissão / Interligação |  | 171.837           |
| <b>Custo Total com a SE e LT</b>                 |  | <b>14.283.626</b> |

Atualmente, a UHE Jatobá teve seu Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica aprovado pela ANEEL e tem seu Estudo de Impacto Ambiental em desenvolvimento a fim de seguir o processo licitatório (ANEEL, 2017c).

## 5.2 Resultados

Tendo em vista a metodologia apresentada no capítulo 4 e as usinas hidrelétricas as quais serão os objetos de estudo, as próximas seções apresentarão os principais resultados obtidos, divididos entre as análises de vazão, energética e, por fim, financeira.

### 5.2.1. Análise de Vazão

A partir da metodologia proposta na seção 4.1 e a série histórica de vazões para o local planejado para as UHEs São Luiz do Tapajós e Jatobá, foram elaborados os cenários paramétricos de redução de vazão. A fim de definir quais meses seriam considerados os meses secos, foi calculado o valor mediano das vazões médias mensais. Para São Luiz do Tapajós, o valor encontrado foi 10.013 m<sup>3</sup>/s e, para Jatobá, 8.689 m<sup>3</sup>/s. Dessa forma, o período seco em ambas as UHEs compreenderia os meses de Junho a Novembro e, portanto, teriam como sua vazão média mensal no pior cenário a vazão mínima da série histórica. Assim sendo, a redução de vazão nos demais meses ocorreria de forma a atingir a redução percentual anual esperada. A redução percentual da vazão anual no pior cenário se baseou nos valores encontrados em MCTIC (2016)

As Figuras 33 e 34 ilustram os cenários de redução de vazão, enquanto os dados destes são encontrados nas Tabelas 14 e 15.

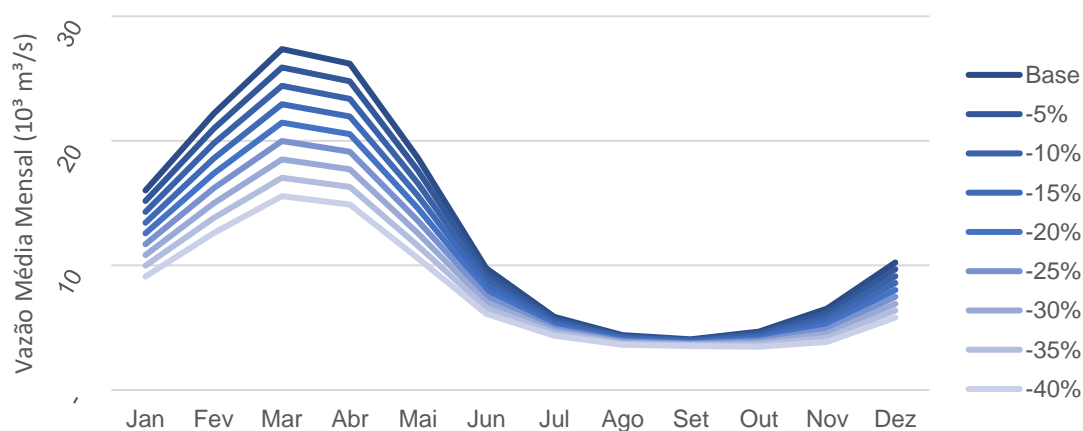


Figura 33. Cenários de Vazão - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

Tabela 14. Cenários de Vazão - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Cenário | Variação (%) | Vazão Mensal (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /s) |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |       |
|---------|--------------|--|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|-------|
|         |              | Jan  | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez   |
| Base    | 0%           | 16,03  | 22,18 | 27,37 | 26,20 | 18,60 | 9,79 | 5,86 | 4,41 | 4,07 | 4,69 | 6,54 | 10,24 |
| 1       | -5%          | 15,16  | 20,98 | 25,89 | 24,79 | 17,60 | 9,33 | 5,68 | 4,31 | 4,00 | 4,54 | 6,20 | 9,69  |
| 2       | -10%         | 14,30  | 19,79 | 24,42 | 23,37 | 16,60 | 8,87 | 5,49 | 4,21 | 3,93 | 4,39 | 5,87 | 9,14  |
| 3       | -15%         | 13,43  | 18,59 | 22,94 | 21,96 | 15,59 | 8,41 | 5,30 | 4,12 | 3,87 | 4,23 | 5,54 | 8,58  |
| 4       | -20%         | 12,57  | 17,39 | 21,47 | 20,55 | 14,59 | 7,96 | 5,11 | 4,02 | 3,80 | 4,08 | 5,21 | 8,03  |
| 5       | -25%         | 11,71  | 16,20 | 19,99 | 19,14 | 13,59 | 7,50 | 4,92 | 3,92 | 3,73 | 3,93 | 4,87 | 7,48  |
| 6       | -30%         | 10,84  | 15,00 | 18,51 | 17,72 | 12,58 | 7,04 | 4,74 | 3,82 | 3,67 | 3,78 | 4,54 | 6,93  |
| 7       | -35%         | 9,98   | 13,81 | 17,04 | 16,31 | 11,58 | 6,59 | 4,55 | 3,72 | 3,60 | 3,63 | 4,21 | 6,37  |
| 8       | -40%         | 9,11   | 12,61 | 15,56 | 14,90 | 10,58 | 6,13 | 4,36 | 3,62 | 3,54 | 3,48 | 3,88 | 5,82  |

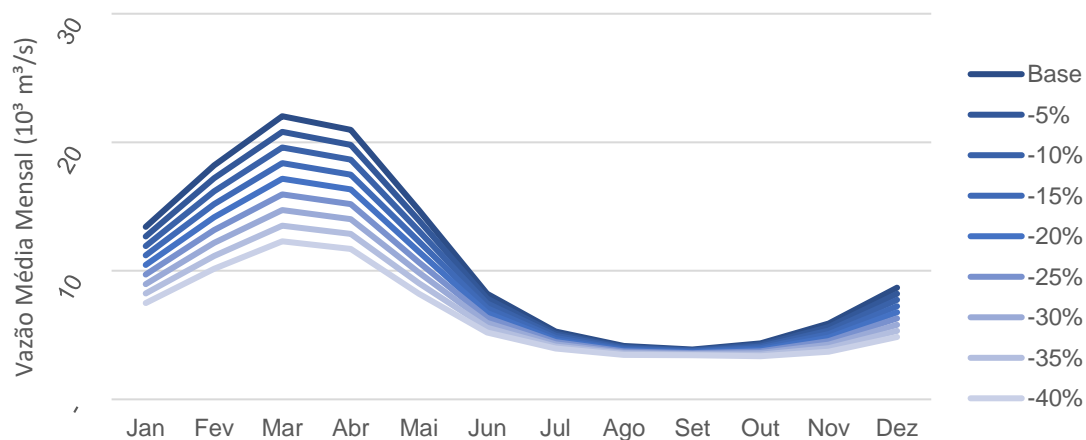


Figura 34. Cenários de Vazão – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

Tabela 15. Cenários de Vazão – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Cenário | Variação (%) | Vazão Mensal (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /s) |       |       |       |       |      |      |      |      |      |      |      |
|---------|--------------|--|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|
|         |              | Jan  | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez  |
| Base    | 0%           | 13,42  | 18,20 | 22,03 | 20,96 | 14,73 | 8,21 | 5,27 | 4,15 | 3,88 | 4,34 | 5,89 | 8,69 |
| 1       | -5%          | 12,68  | 17,19 | 20,81 | 19,81 | 13,91 | 7,83 | 5,11 | 4,06 | 3,82 | 4,22 | 5,62 | 8,21 |
| 2       | -10%         | 11,93  | 16,19 | 19,59 | 18,65 | 13,10 | 7,46 | 4,94 | 3,98 | 3,76 | 4,10 | 5,35 | 7,73 |
| 3       | -15%         | 11,19  | 15,18 | 18,38 | 17,49 | 12,29 | 7,08 | 4,78 | 3,89 | 3,71 | 3,97 | 5,08 | 7,25 |
| 4       | -20%         | 10,45  | 14,18 | 17,16 | 16,33 | 11,47 | 6,71 | 4,61 | 3,81 | 3,65 | 3,85 | 4,80 | 6,77 |
| 5       | -25%         | 9,71   | 13,17 | 15,94 | 15,18 | 10,66 | 6,33 | 4,45 | 3,72 | 3,60 | 3,73 | 4,53 | 6,29 |
| 6       | -30%         | 8,97   | 12,17 | 14,73 | 14,02 | 9,85  | 5,96 | 4,28 | 3,64 | 3,54 | 3,60 | 4,26 | 5,81 |
| 7       | -35%         | 8,23   | 11,16 | 13,51 | 12,86 | 9,03  | 5,59 | 4,11 | 3,55 | 3,49 | 3,48 | 3,99 | 5,33 |
| 8       | -40%         | 7,49   | 10,16 | 12,30 | 11,70 | 8,22  | 5,21 | 3,95 | 3,47 | 3,43 | 3,36 | 3,72 | 4,85 |

### 5.2.2. Análise Energética

Tendo em vista os cenários de vazão estimados na seção 5.2.1, a metodologia proposta na seção 4.2 e os dados energéticos de cada uma das usinas estudadas

expostos na seção 5.1, serão elaborados os cenários de geração elétrica levando em conta efeitos das alterações climáticas. Aplicando o modelo e assumindo um valor fixo para o volume do reservatório, de forma a garantir que a potência nominal será alcançada ao atingir a vazão de referência, foram obtidas as seguintes curvas de produção de eletricidade (Figuras 35 e 36).

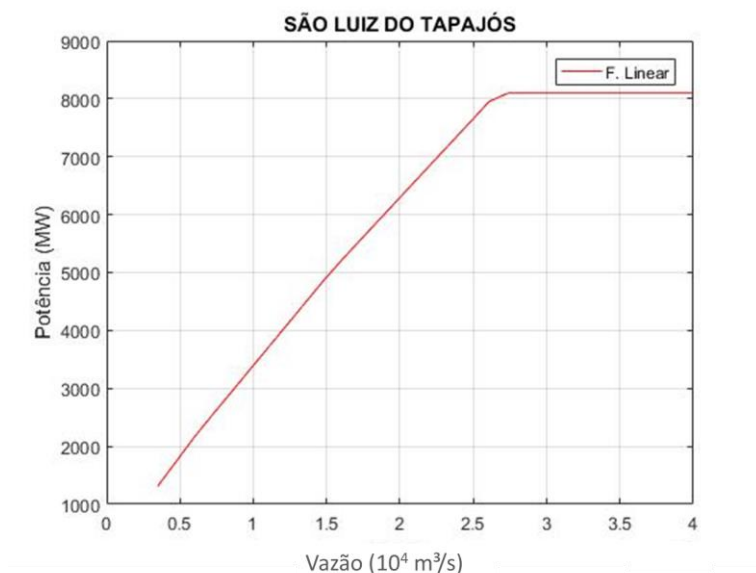


Figura 35. Curva de Produção em função da Vazão - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

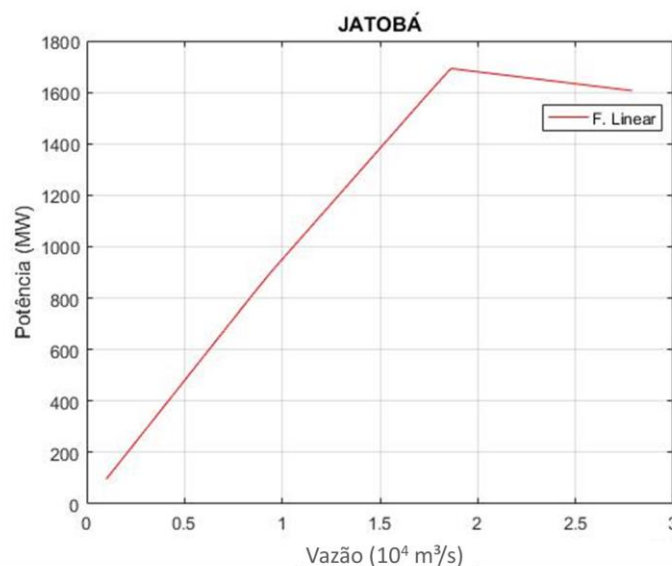


Figura 36. Curva de Produção em função da Vazão – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que, para o caso da UHE Jatobá, ao ultrapassar a vazão de referência ( $18.599 \text{ m}^3/\text{s}$ ), a potência gerada é reduzida. Isso ocorre, pois, essa usina sofre com

efeito de *spillage*, tendo uma redução da queda líquida quando ocorre vertimento e, portanto, uma menor geração apesar da maior vazão do rio.

Posteriormente, cruzando a curva de produção de cada uma das usinas com os cenários de redução de vazão obtidos na seção 5.2.1., foi possível obter os cenários de potência média mensal de ambas as usinas (Figuras 37 e 38). Nestes gráficos, o cenário 1 é o que representa uma redução de anual vazão de 5% até o 8, o qual representa uma redução de 40%.

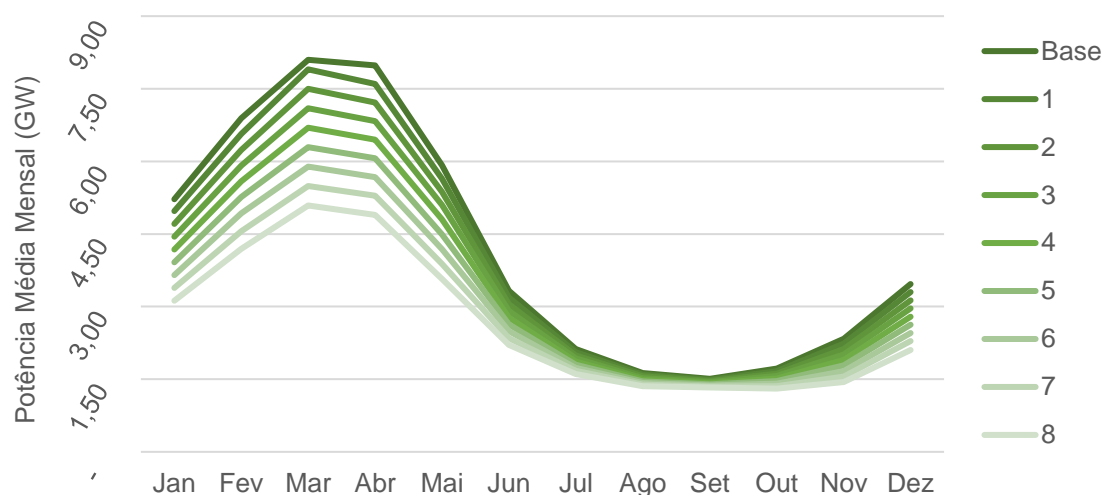


Figura 37. Potência Média Mensal Gerada - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

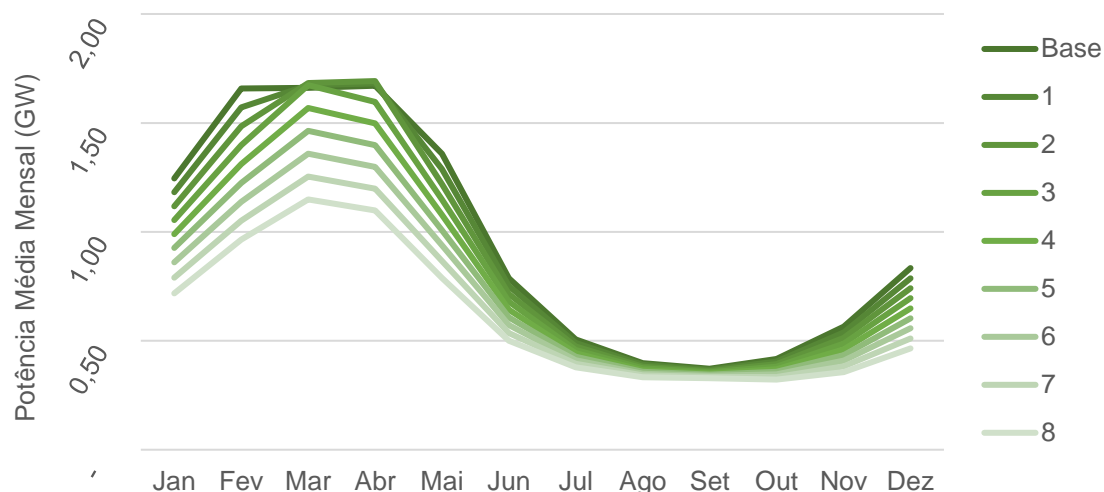


Figura 38. Potência Média Mensal Gerada – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

Tendo em vista o efeito do *spillage*, a geração nos meses de março e abril para a UHE Jatobá seria menor no cenário base do que nos cenários de redução de vazão

1 e 2. A vazão encontrada no cenário de base foi de 22.026m<sup>3</sup>/s para março e 20.965m<sup>3</sup>/s para abril.

A fim de obter a quantidade de eletricidade gerada (TWh), multiplicou-se a potência média mensal (GW) pela quantidade de horas do respectivo mês e ajustou-se a unidade dividindo por 1.000. O resultado é apresentado nas Figuras 39 e 40 e o total gerado anualmente nos diferentes cenários, além do seu fator de capacidade, é apresentado na Tabela 16.

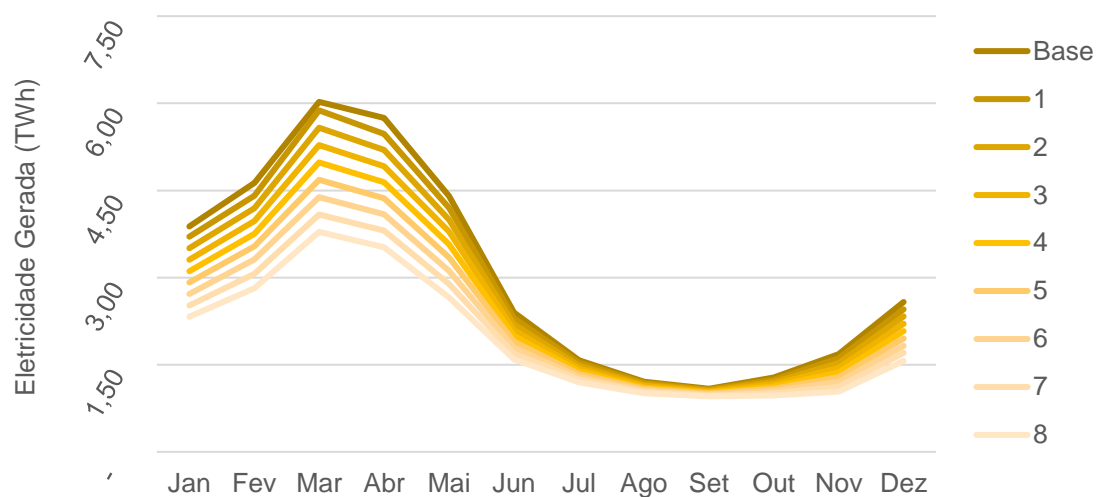


Figura 39. Eletricidade gerada mensalmente - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

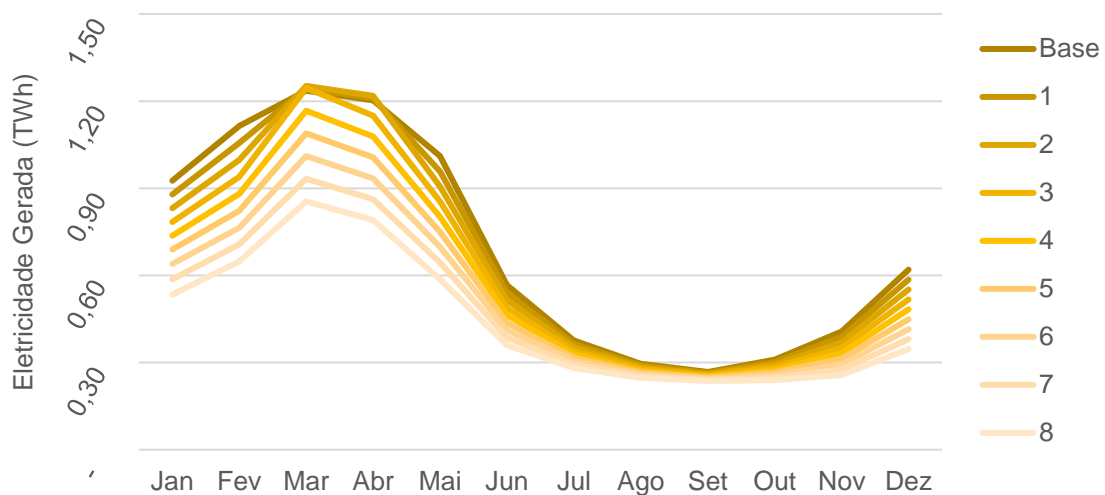


Figura 40. Eletricidade gerada mensalmente - Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

Tabela 16. Geração total anual (TWh) e Fator de Capacidade (%) nos diferentes cenários

Fonte: Elaboração Própria

| Cenário                   |                    | Base  | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     |
|---------------------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Geração total anual (TWh) | S. Luiz do Tapajós | 36,50 | 35,05 | 33,42 | 31,79 | 30,14 | 28,49 | 26,83 | 25,14 | 23,44 |
|                           | Jatobá             | 8,33  | 8,08  | 7,83  | 7,49  | 7,07  | 6,65  | 6,23  | 5,81  | 5,38  |
| Fator de Capacidade (%)   | S. Luiz do Tapajós | 52%   | 50%   | 47%   | 45%   | 43%   | 40%   | 38%   | 36%   | 33%   |
|                           | Jatobá             | 58%   | 56%   | 54%   | 52%   | 49%   | 46%   | 43%   | 40%   | 37%   |

### 5.2.3. Análise Financeira

Partindo dos resultados obtidos nas duas seções anteriores, serão apresentados os resultados dos três indicadores financeiros a serem analisados no presente estudo (LCOE, TIR e VPL), além das análises de sensibilidade propostas. Contudo, primeiramente, serão definidos quais parâmetros serão utilizados a fim de realizar os cálculos, tanto do cenário base quanto das análises de sensibilidade (Tabela 18).

#### 5.2.3.1. Definição de Parâmetros

##### Tempo de Concessão, Construção e Operação

Levando em consideração as megahidrelétricas construídas na bacia amazônica neste século, foram definidos os tempos de concessão, construção e operação das UHEs analisadas no presente estudo.

Todas as usinas consideradas tiveram 35 anos como tempo de concessão, contados a partir do leilão da venda de energia, ou seja, considerando o período de construção da mesma. Esse período será considerado como o N, número de anos do projeto. Em média, estas usinas levaram 4,6 anos até que sua primeira unidade geradora entrasse em operação. Dessa forma, neste estudo será considerado que o tempo de construção da usina será de 5 anos, tendo todas as suas unidades geradoras operacionalizadas nesse momento. Ademais, a usina operará por 30 anos, até o fim do seu contrato de concessão.



## Depreciação

De acordo com os custos apresentados nas Tabelas 10 e 13, para São Luiz do Tapajós e Jatobá, respectivamente, foi estipulada qual a proporção deste seria depreciável, ou seja, estaria de acordo com os agrupamentos apresentados na Tabela 6. Assim sendo, 70% dos ativos de São Luiz do Tapajós e 67% de Jatobá é considerado depreciável. Adicionalmente, conforme Brasil (2004), a depreciação dos ativos ocorrerá linearmente durante o período de operação, ou seja, por 30 anos a uma taxa de 3,33% a.a.

## Custo de O&M

A partir da Equação 19, foi calculado qual o custo anual de operação e manutenção ( $C_{O\&M}$ ) das usinas estudadas. Dessa forma, para São Luiz do Tapajós o  $C_{O\&M}$  estimado foi R\$ 51.280.544,82 e, para Jatobá, R\$18.956.433,87, sendo o fator  $\alpha$  ajustado para janeiro de 2018 igual a 180,256.

## Custo de Implantação

A partir do banco de dados levantados por Sovacool et al. (2014), foram estipuladas as faixas da análise de sensibilidade para o custo de implantação. Deste banco de dados de 401 empreendimentos de geração, foram segregadas as 67 usinas hidrelétricas a fim de estipular qual seria uma visão neutra do cenário de sobrecusto (valor mediano de sobrecusto); uma visão otimista em relação ao desempenho de custo do projeto (Q25) e uma visão avessa ao risco de sobrecusto (Q75). Dessa forma, os resultados foram expostos da Tabela 17, onde o nível de risco otimista seria o próprio custo base das usinas.

Tabela 17. Níveis de risco de sobrecusto.  
Fonte: Elaboração própria a partir de Sovacool et al. (2014)

| Nível de Risco | Sobrecusto |
|----------------|------------|
| P25            | 0%         |
| P50            | 30%        |
| P75            | 87%        |

## Preço de Venda de Energia

De acordo com os preços de energia levantados dos leilões das usinas consideradas (CCEE, 2018c), a que apresentou o maior valor atualizado para janeiro de 2018 foi a da UHE Colíder, sendo R\$ 164,30/MWh. Portanto, esse preço será o considerado como preço de venda no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Ademais, de acordo com os resultados dos leilões das usinas consideradas, a menor

parcela vendida no Mercado Regulado é de 70%, a qual será considerada na análise de sensibilidade de venda também no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Conforme exposto na seção 4.3.3., o preço praticado no ACL será baseado nos valores históricos do PLD. No período que considera anos secos e úmidos, o valor mediano da PLD foi R\$ 222,98/MWh e, considerando somente anos secos, o valor foi R\$ 388,48/MWh.

#### WACC (Weighted Average Cost of Capital)

Conforme a Equação 17, a fim de calcular o custo de capital do projeto, é necessário saber qual o D/E ratio, o custo de capital próprio (*equity*) e de terceiros (*debt*) e o imposto sobre a renda de empresas. De acordo com ANEEL (2013), o custo de *equity* para um projeto de hidrelétrica é 12,24% e o imposto praticado é dividido entre Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ), o qual é de 25%, e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), sendo este 9%. Ademais, de acordo com WORLD BANK (2018), o D/E ratio médio das UHEs consideradas no estudo foi de 70:30, ou seja, 70% do capital utilizado para construção destas foi de terceiros e, 30%, próprio.

Por fim, conforme o banco de dados do BNDES o spread médio praticado no financiamento das usinas consideradas foi de 2,49%, tendo como limites mínimo e máximo 1,49% e 4,1%, respectivamente (BNDES, 2018). Considerando a remuneração básica da Taxa de Longo Prazo (TLP) como 7,4% (taxa praticada 2018), a taxa de juros utilizada nas análises foi, como média, 9,1% e seus limites mínimo e máximo foram 8,1% e 10,7%, respectivamente. Assim sendo, o WACC do cenário base foi de 7,9% e, para as análises de sensibilidade, 7,4% e 8,6%.

Tabela 18. Resumo dos parâmetros financeiros\*  
Fonte: Elaboração Própria

|   | São Luiz do Tapajós |  |  | Jatobá        |  |  |
|---|---------------------|--|--|---------------|--|--|
|   | Base                | Análise de Sensibilidade (Limite mínimo) | Análise de Sensibilidade (Limite Máximo) | Base          | Análise de Sensibilidade (Limite mínimo) | Análise de Sensibilidade (Limite Máximo) |
| % Depreciável                           | 70%                 | -  | -  | 67%           | -  | -  |
| Taxa de Depreciação (% a.a.)            | 3,30%               | -  | -  | 3,30%         | -  | -  |
| Custo de O&M (R\$/ano)                  | 51.280.544,82       | -  | -  | 18.956.433,87 | -  | -  |
| Tempo de Concessão (anos)               | 35                  | -  | -  | 35            | -  | -  |
| Tempo de Construção (anos)              | 5                   | -  | -  | 5             | -  | -  |
| Tempo em Operação (anos)                | 30                  | -  | -  | 30            | -  | -  |
| Custo de Implantação (R\$ milhões)      | 36.746,12           | 47.769,96                                | 89.329,82                                | 14.505,47     | 18.857,11                                | 27.125,22                                |
| Preço de venda de Energia (R\$/MWh)     | 164,30              | 181,90                                   | 231,55                                   | 164,30        | 181,90                                   | 231,55                                   |
| Taxa de juros de Financiamento (% a.a.) | 9,10%               | 8,10%                                    | 10,70%                                   | 9,10%         | 8,10%                                    | 10,70%                                   |
| WACC (% a.a.)                           | 7,40%               | 7,90%                                    | 8,60%                                    | 7,40%         | 7,90%                                    | 8,60%                                    |

\* Nas células onde não há valores para análises de sensibilidade, significa que é o mesmo do cenário base

### 5.2.3.2. Indicadores Financeiros

Considerando a metodologia proposta na seção 4.3, os cenários de geração elétrica obtidos na seção 5.2.2 e os parâmetros levantados na seção 5.2.3.1, abaixo serão expostos os resultados obtidos para os indicadores financeiros estudados.

Nas Figuras 41 e 42, são expostos os resultados para o custo nivelado de energia LCOE, representando as diferentes análises de sensibilidade apresentadas anteriormente, sendo cada faixa de cor diferente traduzindo diferentes riscos de ocorrência de sobrecusto, enquanto o intervalo da faixa em si reflete a sensibilidade da taxa de desconto. Entretanto, tendo em vista que o resultado deste indicador é próprio custo da energia, não foi realizada a análise de sensibilidade do preço de venda da eletricidade.

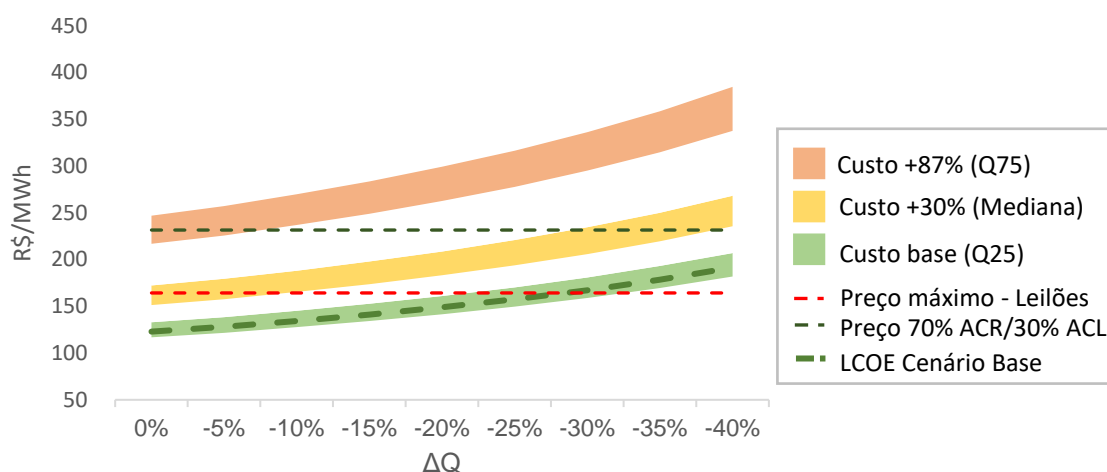


Figura 41. Custo Nivelado de Energia (LCOE) - São Luiz do Tapajós  
A largura das faixas de valores de LCOE representa a variação no WACC  
Fonte: Elaboração Própria

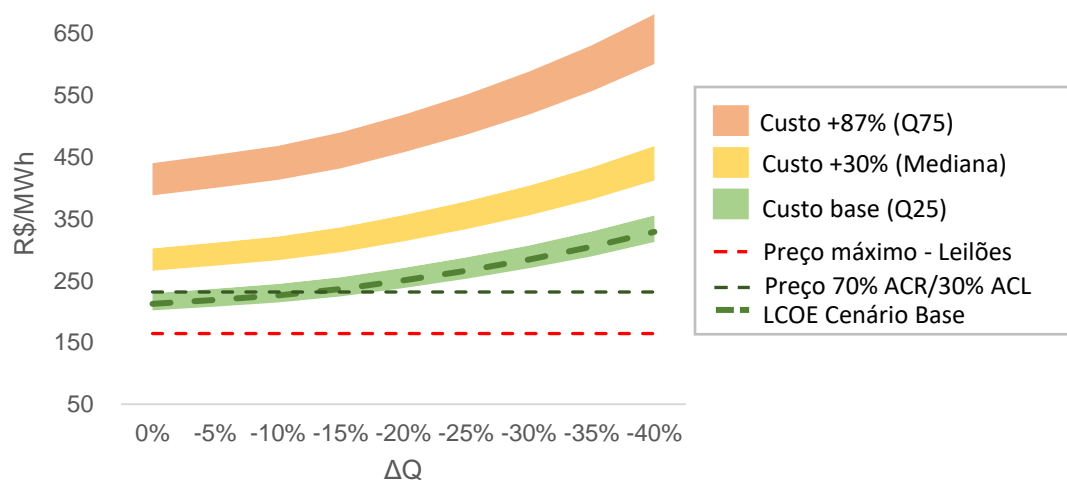


Figura 42. Custo Nivelado de Energia (LCOE) – Jatobá

A largura das faixas de valores de LCOE representa a variação no WACC  
 Fonte: Elaboração Própria

A fim de estabelecer um parâmetro de comparação, estão destacadas as diferentes faixas de valor de venda da eletricidade como base de comparação com o próprio resultado obtido para os diferentes cenários de redução de vazão no rio Tapajós. Nos gráficos, a linha pontilhada vermelha representa o maior valor de venda de eletricidade no ACR estipulado no momento do leilão das usinas utilizadas como referência, ou seja, R\$ 164,30/MWh. Já a linha pontilhada verde representa o cenário de venda de 70% da eletricidade no ACR pelo valor supracitado e 30% pelo ACL ao valor de R\$ 388,48/MWh, resultando num preço de venda médio de R\$ 231,55/MWh.

A seguir, são apresentados os resultados para a Taxa Interna de Retorno (TIR) das duas usinas estudadas, onde cada uma das faixas de cores diferentes representa um nível de risco de sobrecusto distinto e, a largura destas, traduz os diferentes preços de venda de eletricidade analisados (Figuras 43 e 44). Ademais, nota-se que, como este indicador traz como resultado uma taxa de juros para o projeto, não foi realizada a análise de sensibilidade relacionada a esse parâmetro

Conforme comentado na seção 4.3.1, caso o resultado da TIR esteja abaixo do valor utilizado como base para cálculo do WACC, os fluxos de caixa do projeto analisado não são suficientes para remunerar o capital, seja ele de terceiros ou próprio. Dessa forma, graficamente, a linha vermelha representa o WACC do cenário de base do estudo (7,9%) como forma de comparação.

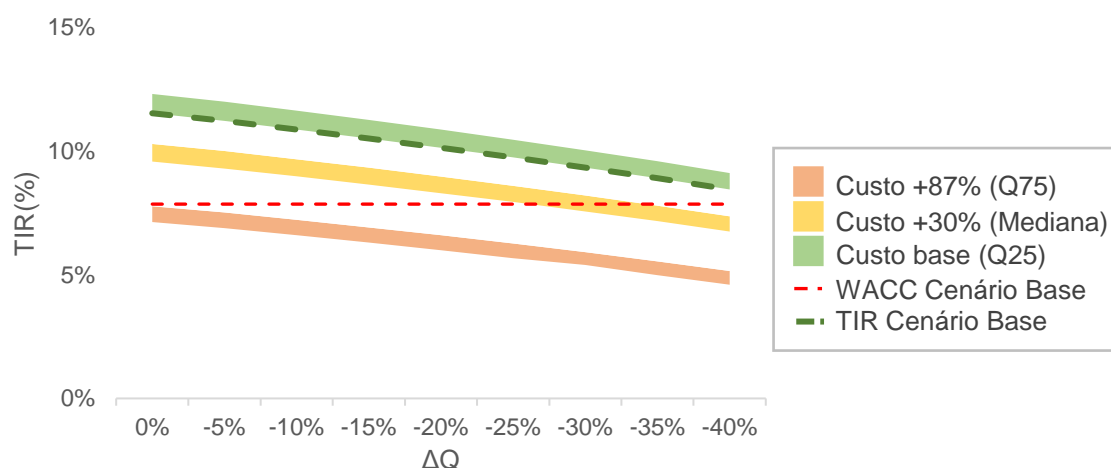


Figura 43. Taxa Interna de Retorno (TIR) - São Luiz do Tapajós  
 A largura das faixas de valores da TIR representa a variação no preço de venda da energia  
 Fonte: Elaboração Própria

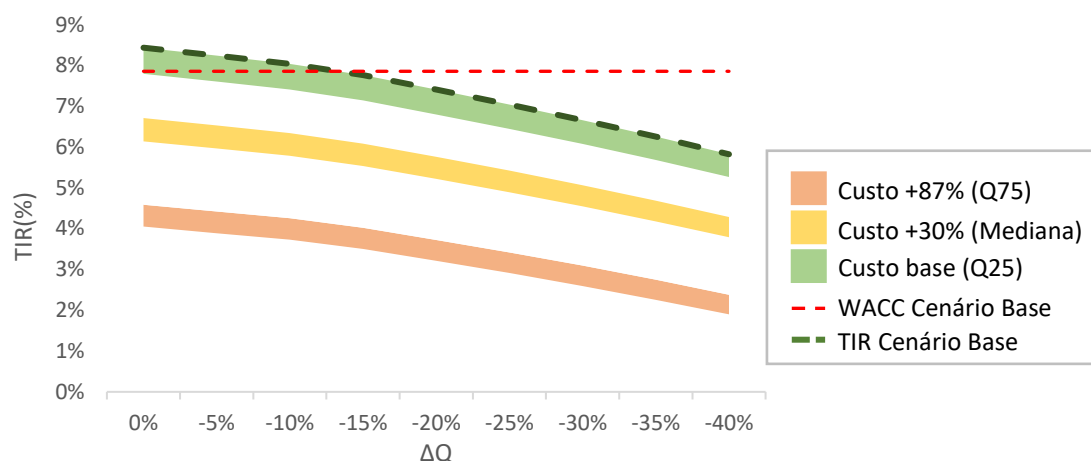


Figura 44. Taxa Interna de Retorno (TIR) – Jatobá  
A largura das faixas de valores da TIR representa a variação no preço de venda da energia  
Fonte: Elaboração Própria

Por fim, foi calculado o Valor Presente Líquido dos empreendimentos, levando em consideração a análise de sensibilidade para todos os parâmetros propostos. Nas Figuras 45 e 46, as faixas de cores diferentes representam os diferentes níveis de risco de sobrecusto, enquanto a largura destas representam as variações estudadas para o preço de venda da eletricidade, a taxa de juros de financiamento e, consequentemente, o WACC.

Caso o resultado encontrado para o VPL seja negativo – graficamente representado pela área abaixo da linha pontilhada vermelha –, significa que o empreendimento é economicamente inviável. Assim sendo, é possível notar em que escala de redução de vazão do rio Tapajós, para diferentes níveis de risco de sobrecusto, os projetos se tornam inviáveis.

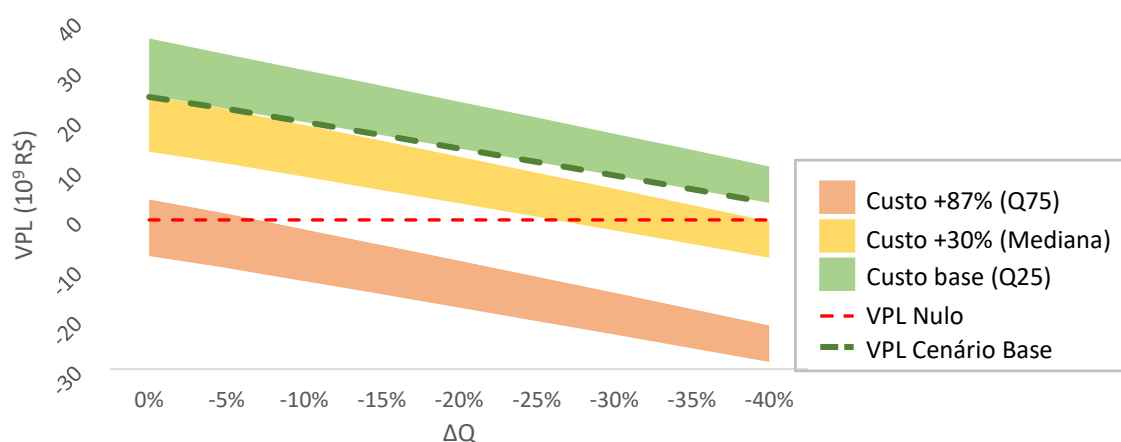


Figura 45. Valor Presente Líquido (VPL) - São Luiz do Tapajós  
A largura das faixas de valores do VPL representa a variação no preço de venda da energia e WACC  
Fonte: Elaboração Própria

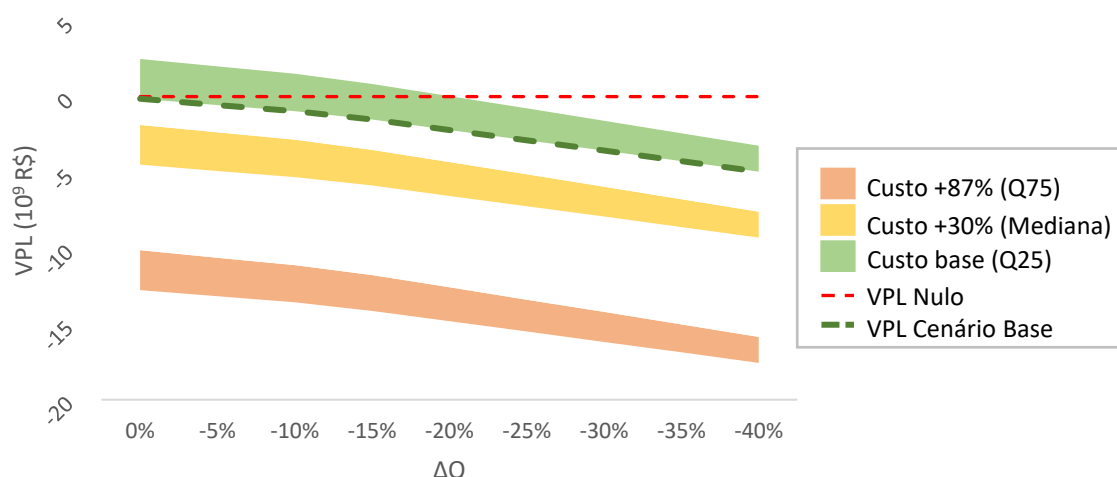


Figura 46. Valor Presente Líquido (VPL) – Jatobá  
A largura das faixas de valores do VPL representa a variação no preço de venda da energia e WACC  
Fonte: Elaboração Própria

Adicionalmente, no ANEXO II, encontram-se em tabelas todos os resultados dos indicadores financeiros para as diferentes análises de sensibilidade propostas.

### 5.3 Discussão

A partir dos resultados ilustrados na seção anterior e dos conceitos tratados ao longo do estudo, é possível indicar em que cenários os empreendimentos hidrelétricos propostos para a região amazônica são mais vulneráveis. Além disso, nesta sessão será analisada a vulnerabilidade econômica das UHEs estudadas, tendo em vista os cenários mais prováveis de redução de vazão devido a alterações climáticas, de preços praticados para venda de energia, de custo de construção e taxas de juros de financiamento.

De acordo com MCTIC (2016), a faixa de redução de vazão esperada para a bacia do rio Tapajós estará entre 20% e 25% menor até 2040 e 25% e 35% menor até 2070 (Figura 13). Essa anomalia na vazão da bacia foi estimada através da média de dois modelos climáticos regionalizados: Eta-HadGEM2-ES e Eta-MIROC5. Dessa forma, caso o resultado dos indicadores se mostre pouco atrativos para reduções de vazão menor que 20%, significa que há uma maior probabilidade de o empreendimento se mostrar inviável.

O primeiro fator a ser considerado quanto a probabilidade nos possíveis cenários é a relação dos sobrecustos e o desenvolvimento de megaprojetos no setor elétrico. Conforme o levantamento feito em CALLEGARI (2017), as UHEs de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte apresentaram um sobrecusto de 91%, 64% e 70%,

respectivamente<sup>11</sup>. Estas usinas são algumas das utilizadas como referência para o estudo e apresentam características similares às estudadas, como: região do projeto, dificuldades logísticas, conflitos socioambientais, etc. Ademais, de acordo com o banco de dados de SOVACOOOL et al. (2014), uma visão neutra com relação aos riscos associados a sobrecustos na construção de megahidrelétricas contaria com um custo 30% maior do que o previsto no momento do projeto, enquanto esperar que o custo original do projeto seja de fato praticado seria uma visão demasiadamente otimista. Dessa forma, o cenário mais provável de ocorrer seria o de um sobrecusto de 30% ao previsto.

Levando em consideração que as usinas hidrelétricas vendem, pelo menos, toda a sua energia no Mercado Regulado à preço de leilão, a análise de vulnerabilidade será feita separadamente de acordo com as formas de comercialização da eletricidade. Primeiramente, será analisada a venda da energia integralmente no Mercado Regulado e suas implicações com relação à vulnerabilidade frente a alterações climáticas. Em seguida, será analisada vendendo uma parcela no Mercado Livre. Conforme é possível visualizar na Figura 25, o preço de venda da eletricidade varia positivamente à medida que as vazões – ilustradas como Energia Natural Afluente na figura – diminuem. Portanto, o cenário mais provável de preço praticado no Mercado Livre, em cenários de redução da vazão média anual, seria o limite máximo da análise de sustentabilidade.

Ademais, a maior parte dos financiamentos adquiridos pelos empreendimentos similares na região amazônica vêm do BNDES (WORLD BANK, 2018) e, desde janeiro de 2018, a taxa básica de juros mudou sua forma de ser calculada. Anteriormente, a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) possuía ingerência política e era subsidiada pelo Estado brasileiro de forma a fomentar o crescimento do país e deveria ser concedida a empresas com projetos visando a inovação, geração de empregos, etc. Contudo, atualmente, a taxa praticada para novos financiamentos é a Taxa de Longo Prazo (TLP), a qual se adequará às taxas praticadas no mercado, reduzindo a intervenção estatal (BNDES, 2018b). Assim sendo, em cenários futuros, é mais provável que taxas de juros mais altas sejam praticadas para esse tipo de empreendimento, como a taxa máxima utilizada nas análises de sensibilidade. Esta é uma fonte de sinergia ruim num cenário de provável sobrecusto, tendo em vista que quanto maior a taxa, maior é o efeito dela sobre o custo.

---

<sup>11</sup> No caso de Belo Monte, a usina ainda não havia sido completada até o fim da elaboração do estudo



Dessa forma, as Tabelas 19 e 20 apresentam em que percentual de redução de vazão o VPL se torna negativo para São Luiz do Tapajós e Jatobá, respectivamente. Nestes resultados, é considerado somente a venda da energia elétrica no ACR. Nos cenários em que é apresentado com pouco vulnerável, uma redução de vazão de 40% não tornaria o VPL negativo para os valores de preço de venda de energia, taxa de juros e custo de instalação utilizados para análise.

Tabela 19. Análise de Vulnerabilidade no cenário base de venda de eletricidade - São Luiz do Tapajós

A % indica a redução de vazão que inviabilizaria o empreendimento.

Fonte: Elaboração própria

| São Luiz do Tapajós |               |                     |            |            |
|---------------------|---------------|---------------------|------------|------------|
| Venda de Energia    | Taxa de Juros | Custo de Instalação |            |            |
|                     |               | Base                | Base + 30% | Base + 87% |
| ACR                 | TLP+1,49%     | >40%                | 35%        | 0%         |
|                     | TLP+2,49%     | >40%                | 30%        | 0%         |
|                     | TLP+4,1%      | 40%                 | 20%        | 0%         |

Tabela 20. Análise de Vulnerabilidade no cenário base de venda de eletricidade – Jatobá

A % indica a redução de vazão que inviabilizaria o empreendimento.

Fonte: Elaboração Própria

| Venda de Energia | Taxa de Juros | Custo de Instalação |            |            |
|------------------|---------------|---------------------|------------|------------|
|                  |               | Base                | Base + 30% | Base + 87% |
| ACR              | TLP+1,49%     | 20%                 | 0%         | 0%         |
|                  | TLP+2,49%     | 0%                  | 0%         | 0%         |
|                  | TLP+4,1%      | 0%                  | 0%         | 0%         |

Levando em consideração a venda de energia somente no ACR, a UHE Jatobá apresenta resultados de vulnerabilidade preocupantes, tendo em vista que, na maior parte dos cenários analisados, não é necessário o efeito de alterações climáticas para ela se torne inviável. Mesmo num cenário otimista para os demais parâmetros, a redução de vazão que a tornaria inviável está dentro do previsto no estudo proposto por MCTIC (2016).

Já a UHE São Luiz do Tapajós apresenta uma maior resiliência no caso da venda de energia somente no ACR. Contudo, ainda assim, no cenário mais provável de taxa de juros e contando com um risco neutro de sobre custo, a redução de vazão que a tornaria inviável está dentro do intervalo provável, segundo (MCTIC, 2016).

Portanto, caso essas usinas comercializem a energia produzida somente no ACR, esta deveria ser cobrada por um valor acima do maior preço de venda de energia praticado por hidrelétricas da Amazônia nesse mercado. Considerando o maior preço de venda já apurado em um leilão de energia nova<sup>12</sup>, ainda assim, custo da energia dessas usinas seria alto, se comparado com os resultados da Tabela 23. O efeito desse maior custo, seria sentido, principalmente, pelos consumidores que teriam que pagar por uma energia mais cara. Dessa forma, possivelmente, ambas as usinas deveriam comercializar sua eletricidade produzida no Mercado Livre de energia a fim de possibilitar a sua viabilidade econômica.

A seguir, as Tabelas 21 e 22 consideram parte da venda da energia no ACL, para os dois valores considerados de preço de energia nesse mercado. Sendo o preço de venda no ACL mais provável num cenário de redução de vazão do rio Tapajós aquele que está ligado ao período mais seco, a UHE São Luiz do Tapajós apresenta pouca vulnerabilidade econômica para um cenário neutro de risco de sobre custo. Isso ocorre mesmo para taxa de juros mais elevadas. Entretanto, o mesmo não ocorre para a UHE Jatobá, a qual apresenta alguma vulnerabilidade até no cenário mais otimista possível – taxa de juros mais baixa, maior preço de venda de energia e otimismo com relação ao risco de sobre custo.

Tabela 21. Análise de Vulnerabilidade nos cenários de venda de eletricidade do ACL - São Luiz do Tapajós

A % indica a redução de vazão que inviabilizaria o empreendimento.

Fonte: Elaboração própria

| São Luiz do Tapajós        |               |                     |            |            |
|----------------------------|---------------|---------------------|------------|------------|
| Venda de Energia           | Taxa de Juros | Custo de Instalação |            |            |
|                            |               | Base                | Base + 30% | Base + 87% |
| ACR + ACL<br>(2014 - 2015) | TLP+1,49%     | >40%                | >40%       | 30%        |
|                            | TLP+2,49%     | >40%                | >40%       | 25%        |
|                            | TLP+4,1%      | >40%                | >40%       | 20%        |
| ACR + ACL<br>(2014 - 2018) | TLP+1,49%     | >40%                | 40%        | 10%        |
|                            | TLP+2,49%     | >40%                | 35%        | 0%         |
|                            | TLP+4,1%      | >40%                | 25%        | 0%         |

<sup>12</sup> Preço de venda do obtido no 21º Leilão de Energia Nova: R\$232,21/MWh (Ajustado pelo IGP-M). Leilão de venda de energia da UHE Tibagi, localizada no estado do Paraná (CCEE, 2018b).

Tabela 22. Análise de Vulnerabilidade nos cenários de venda de eletricidade do ACL – Jatobá

A % indica a redução de vazão que inviabilizaria o empreendimento.

Fonte: Elaboração Própria

| Venda de Energia           | Taxa de Juros | Custo de Instalação |            |            |
|----------------------------|---------------|---------------------|------------|------------|
|                            |               | Base                | Base + 30% | Base + 87% |
| ACR + ACL<br>(2014 - 2015) | TLP+1,49%     | 40%                 | 20%        | 0%         |
|                            | TLP+2,49%     | 35%                 | 15%        | 0%         |
|                            | TLP+4,1%      | 25%                 | 0%         | 0%         |
| ACR + ACL<br>(2014 - 2018) | TLP+1,49%     | 30%                 | 0%         | 0%         |
|                            | TLP+2,49%     | 20%                 | 0%         | 0%         |
|                            | TLP+4,1%      | 0%                  | 0%         | 0%         |

Ademais, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027), o custo marginal de expansão (CME) do sistema elétrico brasileiro é de R\$ 234/MWh (EPE, 2018b). A partir dos resultados expostos na Tabela 23, é possível comparar o custo da energia nas duas usinas considerando o sobrecusto de 30% e a taxa de juros mais alta (TLP+4,1%). Nesse sentido, mesmo com uma redução de vazão de 30%, o custo da energia da UHE São Luiz de Tapajós se mantém condizente com o que o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) propõe. Sendo essa uma redução na vazão maior do que a esperada para até 2040, de acordo com MCTIC (2016), a menor vulnerabilidade dessa UHE é reforçada. Todavia, para a UHE Jatobá, mesmo num cenário de manutenção da vazão média durante todo o período analisado (cenário base), o custo da energia produzida é 30% maior do que o CME. Esse resultado indica a inviabilidade desta usina perante o custo esperado para expansão da oferta de energia no Brasil.

Tabela 23. LCOE considerando maior taxa de juros de financiamento e 30% de sobrecusto

Fonte: Elaboração própria

| $\Delta Q$        |                    | base   | -5%    | -10%   | -15%   | -20%   | -25%   | -30%   | -35%   | -40%   |
|-------------------|--------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| LCOE<br>(R\$/MWh) | S. Luiz do Tapajós | 172,30 | 179,44 | 188,18 | 197,82 | 208,64 | 220,76 | 234,44 | 250,12 | 268,26 |
|                   | Jatobá             | 302,15 | 311,54 | 321,53 | 336,27 | 356,11 | 378,45 | 403,87 | 433,31 | 467,79 |

Contudo, o presente estudo não se propõe a analisar de forma mais aprofundada as questões sociais e ambientais que circundam a instalação de uma megahidrelétrica em uma região sensível como a amazônica. Dessa forma, tendo em

vista as questões polêmicas em que o projeto da UHE São Luiz do Tapajós já se envolveu, mesmo que esta apresente resultados financeiros mais favoráveis perante impactos esperados das alterações climáticas, ela não estaria comprovada definitivamente como uma boa opção para a expansão do setor elétrico.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Um dos maiores desafios a serem enfrentados pela humanidade no século XXI é a mitigação e adaptação às MCG. Atualmente, é claro o papel dos seres humanos no agravamento do efeito estufa e diversas consequências catastróficas são esperadas caso não alteremos a nossa forma de agir, seja reduzindo o nosso nível de atividade ou mudando a forma como ela é realizada, como, por exemplo, realizando a transição para uma matriz energética global mais sustentável (IPCC, 2014c). Secas mais prolongadas, enchentes mais intensas, furacões mais frequentes e a redução de biodiversidade são apenas alguns exemplos destas consequências.

Conforme citado anteriormente, uma das formas mais relevantes de mitigar as MCG é através da redução do consumo de combustíveis fósseis e aumento do uso de fontes renováveis de energia. Isso se dá devido ao fato de que esse setor é responsável por mais de 30% das emissões globais de gases de efeito estufa, sendo esta atividade humana que mais gera emissões atualmente.

Analizando a matriz elétrica brasileira nota-se que ela é uma das que tem a maior parcela de fontes renováveis do mundo, tendo em vista que 81% da geração de eletricidade em 2017 veio destas fontes. Destas, a geração hidrelétrica foi a mais representativa da matriz elétrica, contando com 65% de toda a geração elétrica do país neste ano (EPE, 2018b).

Visando atender à crescente demanda por eletricidade, é necessária a expansão da matriz elétrica brasileira. Dessa forma, em linha com a necessidade de mitigar as emissões de gases de efeito estufa, se espera que essa expansão se dê por fontes renováveis de energia, principalmente, o que, no Brasil, pode se traduzir como uma ampliação no número de megahidrelétricas em operação. No país, a maior parte do potencial hidrelétrico ainda inexplorado encontra-se na região amazônica, tendo em vista que, apesar da maior parcela da geração hidrelétrica se encontre nas regiões Sul e Sudeste, está chegando próximo ao seu limite aproveitável.

Todavia, a partir de projeções para o clima futuro realizadas por meio de modelos de circulação regionais (RCM), entende-se que a bacia amazônica é uma que irá sofrer algumas consequências negativas devido às MCG. Segundo alguns modelos, excetuando a parte noroeste da bacia, esta passará por uma redução na vazão de seus rios, apesar da ainda grande incerteza associada à magnitude desse impacto (GUIMBERTEAU et al., 2017; SORRIBAS et al., 2016). Alguns estudos menos

otimistas apontam que essa redução ocorrerá em toda a bacia amazônica (MCTIC, 2016).

Como a quantidade de energia elétrica gerada por usina hidrelétrica (UHE) a fio d'água depende diretamente da vazão do rio na qual ela é instalada, afinal esta não conta com reservatórios de acumulação significantes, ela está mais sujeita a sofrer impactos devido a alterações climáticas. Dessa forma, em um cenário de MCG, a incerteza associada à geração hidrelétrica na Amazônia seria ainda maior, podendo causar impactos significativos na quantidade de eletricidade gerada. Isto reduziria a confiabilidade do sistema elétrico como um todo e impactaria a geração de receitas para o investidor a partir do comércio da energia, tendo em vista que a operação da usina não ocorreria conforme planejado, comprometendo também sua viabilidade econômica.

Ademais, outros problemas podem ocorrer para que haja uma maior vulnerabilidade econômica das usinas hidrelétricas. Segundo levantamentos, é frequente a ocorrência de sobrecustos e atrasos na construção de megahidrelétricas, especialmente numa região tão sensível quanto a amazônica (CALLEGARI et al., 2018). Ainda, apesar da energia hidrelétrica ser, no geral, menos carbono intensiva, ela não é isenta de impactos ambientais e sociais significativos. Em diversos empreendimentos desse tipo implantados na região amazônica foram observados impactos relevantes nos biomas e populações tradicionais.

Dessa forma, motivado por avaliar quais seriam as vulnerabilidades econômicas da geração hidrelétrica na Amazônia frente a possíveis alterações climáticas, o presente estudo buscou analisar o comportamento de três indicadores financeiros – VPL, TIR e LCOE – em diferentes cenários de redução de vazão e, consequente, menor geração elétrica. Assim sendo, o estudo não visa entender qual o efeito das MCG na redução de vazão do rio no período estudado e o respectivo resultado financeiro das usinas hidrelétricas avaliadas, mas, sim, identificar para quais níveis de alterações climáticas estas se tornariam inviáveis economicamente. Para tal, foram abordadas duas megahidrelétricas que estão em fase de planejamento para serem instaladas no rio Tapajós – UHE São Luiz do Tapajós e UHE Jatobá –, uma das principais fronteiras de expansão da geração hidráulica na bacia amazônica.

A fim de elaborar os cenários de redução de vazão, foi realizada uma análise paramétrica a partir das séries históricas de vazão do rio estudado, sendo a média mensal considerada como cenário de base. Este tipo de análise se justifica dada a grande amplitude do nível de impacto projetados por diferentes estudos que se

propuseram modelar o clima futuro da região. Assim, os diferentes cenários utilizando faixas de redução de vazão foram comparados com os níveis de impactos propostos por modelos climáticos utilizados na região.

De acordo com a metodologia de análise proposta, a redução das vazões ocorre de maneira diversa nas diferentes épocas do ano, sendo maior no período úmido (dezembro a maio) e menor, no seco (junho – novembro). Isso é condizente com o histórico de vazões observado, em que a variabilidade na estação úmida é muito superior àquela da estação seca. Devido à sua posição mais a jusante do rio Tapajós, a UHE Jatobá apresentou vazões menores do que a UHE São Luiz do Tapajós

Em seguida, utilizando os cenários de redução de vazão, foi realizada a análise de geração elétrica. Para tal, foi utilizado o modelo proposto por VIVIESCAS (2019), o qual se baseia em DINIZ et al. (2008) para geração hidrelétrica. Este modelo se destaca por apresentar uma representação detalhada dos efeitos do vertimento na geração e a ponderação das variações na queda líquida em uma função multivariável singular considerando o volume do reservatório ( $V$ ), a vazão turbinada ( $Q$ ) e o vertimento ( $S$ ).

Além da óbvia diferença na capacidade instalada das duas usinas estudadas, estas apresentam algumas outras características distintas. No caso de Jatobá, em um cenário onde a vazão observada no curso d'água ultrapassa a de projeto, a sua geração elétrica é comprometida, havendo uma redução na potência gerada.

Assim sendo, aplicando o modelo proposto, foram geradas as funções de produção para ambas as usinas, as quais representam a potência gerada por estas de acordo com a vazão observada. Em sequência, cruzando esta função com os cenários de vazão obtidos anteriormente, foi possível gerar os cenários de geração elétrica, os quais foram utilizados para realizar a análise financeira proposta no estudo. Nesse sentido, vale notar que, para alguns meses no cenário de base, foi possível observar o efeito do vertimento na geração elétrica da UHE Tapajós, tendo em vista que a vazão do rio superou o de projeto.

As análises financeiras propostas partiram da avaliação de três indicadores distintos: VPL, TIR e LCOE. Por conta das vantagens e desvantagens associadas a cada um destes, é interessante avaliá-los concomitantemente, de forma a extrair as diversas análises possíveis e aproveitar as suas potenciais interrelações e complementaridades. Por exemplo, para o cálculo do VPL é necessário considerar duas variáveis que apresentam alta incerteza: preço de venda de energia e taxa de

juros do financiamento – as quais são os resultados obtidos pelo LCOE e TIR, respectivamente.

Portanto, a partir dos cenários de geração elétrica, foram calculados os indicadores supracitados, levando em consideração como dados de entrada para a análise informações da literatura, de empreendimentos similares e, quando possível, do próprio projeto das UHEs. Adicionalmente, buscando entender a incerteza associada a alguns destes dados entrada foram realizadas análises de sensibilidade a partir do cenário de base.

Os dados considerados nas análises de sensibilidade, devido a suas altas variabilidades, foram: o custo de instalação da usina, taxa de juros do financiamento e preço de venda de energia. No cenário de base, o custo considerado foi o apresentado nos respectivos Estudos de Viabilidade das usinas avaliadas, a taxa de juros, foi a taxa básica do BNDES acrescida do spread médio observado em empreendimentos similares e, o preço de venda de energia, o maior valor de leilão alcançado por usinas hidrelétricas construídas recentemente na bacia amazônica, sendo considerada a venda de toda a eletricidade produzida para o Mercado Regulado. Para as análises de sensibilidade do custo instalação, foram consideradas duas faixas de sobrecusto de acordo com um amplo banco de dados sobre informações de projetos hidrelétricos – mediana e Q75. Para a taxa de juros, foram avaliados os valores mínimos e máximos do spread observado em empreendimentos similares. E, para o preço de venda de energia, foi considerada duas faixas do PLD, considerando a venda de uma parcela da eletricidade produzida no Mercado Livre.

Levando em conta o cenário de base, as UHEs avaliadas apresentam comportamentos distintos com relação a vulnerabilidade a alterações climáticas. A UHE Jatobá se tornaria inviável com mínimas reduções de vazão, enquanto a UHE São Luiz do Tapajós apresenta baixa vulnerabilidade, já que, mesmo com uma redução de 40% na vazão, seu VPL continuaria positivo. Contudo, o custo utilizado nos cenários de base representa uma visão otimista com relação ao risco de haver sobrecusto na instalação dos empreendimentos. Num cenário de risco neutro de haver sobrecusto e taxa de juros e preço de energia de base, uma redução de vazão de 30% tornaria a UHE São Luiz do Tapajós inviável.

Considerando as análises de sensibilidade para variáveis críticas – risco mediano de sobrecusto e maior taxa de juros devido à diminuição do subsídio estatal através do BNDES, além da venda de energia também no Mercado Livre de energia –, os resultados são similares. Nesse caso, a UHE Jatobá seria inviável mesmo sem



alterações climáticas, sendo, assim, altamente vulnerável, enquanto a UHE São Luiz do Tapajós apresentaria pouca vulnerabilidade. Todavia, tendo em vista as questões polêmicas em que o projeto da UHE São Luiz do Tapajós já se envolveu, deve ser considerada a maior possibilidade de que o sobrecusto observado neste empreendimento seja mais próximo do limite superior da análise de sensibilidade. Sob essas condições, uma redução de vazão de 20% tornaria o empreendimento inviável financeiramente.

Ademais, levando em conta o custo da energia necessário para que os empreendimentos se tornem viáveis, num cenário de risco neutro de sobrecusto e maior taxa de juros, a UHE Jatobá seria pouco atrativa. Isso se dá por conta de, mesmo com reduções mínimas de vazão, o custo seria cerca de 30% maior que o custo marginal de expansão (CME) da matriz elétrica brasileira e 50% acima do maior preço de leilão de hidrelétricas observado na história. Enquanto isso, o custo da energia da UHE São Luiz do Tapajós passa a ser menos atrativo numa redução de vazão da ordem de 30%. De acordo com MCTIC (2016), a faixa de redução de vazão esperada para a bacia do rio Tapajós estará entre 20% e 25% menor até 2040 e 25% e 35% menor até 2070. Isso deve ser considerado para garantir que a energia elétrica produzida no país chegue ao consumidor com o menor valor possível.

Por fim, é importante ressaltar que diversas lacunas não foram cobertas no presente estudo. Por exemplo, as questões sociais e ambientais não fizeram parte do escopo do estudo e, portanto, não foram tão aprofundadas. Megahidrelétricas apresentam impactos muito relevantes no meio ambiente e na sociedade e, portanto, em análises futuras, poderia ser incorporado os custos indiretos destes na análise financeira. Essa seria uma maneira importante de internalizar as externalidades impostas pelo empreendimento no momento de sua instalação e operação, de forma a racionalizar melhor a tomada de decisão com relação a expansão do sistema elétrico.

Outrossim, seria interessante avaliar econometricamente a relação do preço de venda da energia no mercado livre com as reduções de vazão impostas por alterações climáticas, de forma a estabelecer uma faixa de preços mais provável de ocorrer no futuro e embasar novas discussões sobre a vulnerabilidade de novos empreendimentos hidrelétricos. Além disso, no futuro, observando o efeito da redução dos subsídios às taxas de juros do BNDES, seria possível realizar novas análises considerando o impacto da inserção de crédito de fontes privadas no custo de capital dos empreendimentos

Conforme novos empreendimentos vão sendo planejadas, seria possível realizar a presente análise para estas, de forma a entender melhor sua vulnerabilidade a alterações climáticas. Adicionalmente, a mesma análise pode ser feita com as UHEs já construídas como, por exemplo, UHE Belo Monte, UHE Jirau, UHE Santo Antônio, etc. Desta maneira, utilizando os dados reais de custo de implantação, custo de capital, entre outros, seria possível avaliar a vulnerabilidade destas usinas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKHMAT, G.; ZAMAN, K.; SHUKUI, T.; SAJJAD, F. Does energy consumption contribute to climate change? Evidence from major regions of the world. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 36, p. 123–134, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.044>>. .

ANEEL. **Nota Técnica nº361/2013-SRE/ANEEL**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2013.

ANEEL. **Estudo de Viabilidade AHE São Luiz do Tapajós**. 2014.

ANEEL. **Resolução Normativa nº731, de 23 de Agosto de 2016**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016.

ANEEL. **Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica AHE Jatobá**. 2017a.

ANEEL. **Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas**. 2017b.

ANEEL. **DESPACHO Nº 4.394, DE 28 DE DEZEMBRO DE 2017**. 2017c.

ANSAR, A.; FLYVBJERG, B.; BUDZIER, A.; LUNN, D. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. **Energy Policy**, v. 69, p. 43–56, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.069>>. .

ARTAXO, P.; BALCH, J. K.; BROWN, I. F.; et al. The Amazon basin in transition. **Nature**, v. 481, p. 321–328, 2012.

AZHAR KHAN, M.; ZAHIR KHAN, M.; ZAMAN, K.; NAZ, L. Global estimates of energy consumption and greenhouse gas emissions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 29, p. 336–344, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.091>>. .

BERGA, L. The Role of Hydropower in Climate Change Mitigation and Adaptation: A Review. **Engineering**, v. 2, n. 3, p. 313–318, 2016. Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.03.004>>. .

BETTS, R.; NOBRE, C.; KAY, G.; SAMPAIO, G.; CHOU, S. Como modelamos o clima. **Riscos das Mudanças Climáticas no Brasil – Análise conjunta Brasil-Reino Unido sobre os impactos das mudanças climáticas e do desmatamento na**

**Amazônia**. p.32–38, 2011. Brasília: MCT/INPE/MOHC.

BILGEN, S. Structure and environmental impact of global energy consumption. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 890–902, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.004>>. .

BNDES. Operações contratadas na forma direta e indireta não automática (2002 a janeiro de 2019). Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/centraldedownloads>>. Acesso em: 6/11/2018a.

BNDES. Taxa de Juros BNDES. Disponível em: <[https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros/!ut/p/z0/fY\\_BjolwFEW\\_xQXLphUUddkQAYElykycMN2YJ1Z8iq8lxRi\\_fnTixoUu783NOblc84JrggtW4NAS1Pf8q8N1OIVRMhsJFfvfoZDLfBgkXys\\_Wk14yvV9MMnjKJGjoVrMF77IY\\_UTZrM0ilPxg-C3WZRVXDfg9gxpZ3nh6oY](https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros/!ut/p/z0/fY_BjolwFEW_xQXLphUUddkQAYElykycMN2YJ1Z8iq8lxRi_fnTixoUu783NOblc84JrggtW4NAS1Pf8q8N1OIVRMhsJFfvfoZDLfBgkXys_Wk14yvV9MMnjKJGjoVrMF77IY_UTZrM0ilPxg-C3WZRVXDfg9gxpZ3nh6oY)>. Acesso em: 20/12/2018b.

BOEHLERT, B.; STRZEPEK, K. M.; GEBRETSADIK, Y.; et al. Climate change impacts and greenhouse gas mitigation effects on U . S . hydropower generation. **Applied Energy**, v. 183, p. 1511–1519, 2016. The Authors. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.054>>. .

BRASIL. **Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Brasília, 2004.

BRASIL. **Brasil 2040: Resumo Executivo**. Brasília, 2015.

BRASIL. Usina Hidrelétrica Santo Antônio, em Porto Velho (RO), é concluída. , 3. jan. 2017. Brasília. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/noticias/infraestrutura/2017/01/usina-hidreletrica-santo-antonio-em-porto-velho-ro-e-concluida>>. .

CALLEGARI, C. L. **Sobrecustos e Atrasos de Megaprojetos de Energia: Quando maior é pior**, 2017. COPPE UFRJ.

CALLEGARI, C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Cost overruns and delays in energy megaprojects : How big is big enough ? **Energy Policy**, v. 114, n. July 2017, p. 211–220, 2018.

CARMONA, A. M.; RENNER, M.; KLEIDON, A.; POVEDA, G. Uncertainty of runoff sensitivity to climate change in the Amazon River Basin. **Geophysical Research**, v. 20, p. 7908, 2018.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; G??MEZ-GESTEIRA, M.; SILVA SANTOS, C.

Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections. **Renewable Energy**, v. 101, p. 29–40, 2016.

CCEE. Mercados de Curto Prazo e Preço de Liquidação de Diferenças. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/procedimentos?\\_afLoop=870660837308086&\\_adf.ctrl-state=tke8fjw22\\_127#!%40%40%3F\\_afLoop%3D870660837308086%26\\_adf.ctrl-state%3Dtke8fjw22\\_131](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afLoop=870660837308086&_adf.ctrl-state=tke8fjw22_127#!%40%40%3F_afLoop%3D870660837308086%26_adf.ctrl-state%3Dtke8fjw22_131)>. .

CCEE. Preços médios. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_afLoop=92831410116464&\\_adf.ctrl-state=lvvkcb5pv\\_66#!%40%40%3F\\_afLoop%3D92831410116464%26\\_adf.ctrl-state%3Dlvvkcb5pv\\_70](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=92831410116464&_adf.ctrl-state=lvvkcb5pv_66#!%40%40%3F_afLoop%3D92831410116464%26_adf.ctrl-state%3Dlvvkcb5pv_70)>. Acesso em: 8/1/2019b.

CCEE. Resultado consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato (outubro de 2018). Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=ResultadoConsolidado&assunto=Leilão&\\_afLoop=871205338391581&\\_adf.ctrl-state=tke8fjw22\\_255#!%40%40%3F\\_afLoop%3D871205338391581%26tipo%3DResultado%2BCons](https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=ResultadoConsolidado&assunto=Leilão&_afLoop=871205338391581&_adf.ctrl-state=tke8fjw22_255#!%40%40%3F_afLoop%3D871205338391581%26tipo%3DResultado%2BCons)>. .

CISCAR, J. C.; DOWLING, P. Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector. **Energy Economics**, v. 46, p. 531–538, 2014. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.07.003>>. .

DINIZ, A. L.; ELVIRA, M.; MACEIRA, P. A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1298–1308, 2008.

ELETROBRAS. **Caracterização das questões socioambientais relacionadas ao desenvolvimento de usinas hidrelétricas plataforma sob o conceito de usinas-plataforma**. 2014.

ELETROBRAS. **Estudo de Impacto Ambiental AHE São Luiz do Tapajós**. 2015.

ELETROBRAS. **Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada estágio por Bacia**

**Hidrográfica.** 2017.

ELETRONORTE. **Estudos de Inventário Hidrelétrico das Bacias dos Rios Tapajós e Jamanxim.** Rio de Janeiro, 2008.

EPE. **PDE 2027 - Sumário Executivo.** 2018a.

EPE. **Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo.** Brasília, 2018b.

EPE, E. DE P. E.-. PDE 2026 - Capítulo 3 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. , p. 33–42, 2017.

ESBR. **UHE Jirau é inaugurada com potência instalada maior do que a prevista.** 2016.

ESPINOZA, J. C.; GUYOT, J. L.; RONCHAIL, J. Contrasting regional discharge evolutions in the Amazon basin. **Journal of Hydrology**, 2009.

FAN, J. L.; HU, J. W.; ZHANG, X.; et al. Impacts of climate change on hydropower generation in China. **Mathematics and Computers in Simulation**, 2018. Elsevier B.V. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.matcom.2018.01.002>>. .

FARIA, F. A. M.; DAVIS, A.; SEVERINI, E.; JARAMILLO, P. The local socio-economic impacts of large hydropower plant development in a developing country. **Energy Economics**, v. 67, p. 533–544, 2017. Elsevier B.V. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.08.025>>. .

FEARNSIDE, P. M. Impacts of Brazil's Madeira River Dams: Unlearned lessons for hydroelectric development in Amazonia. **Environmental Science and Policy**, v. 38, p. 164–172, 2014. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2013.11.004>>. .

FEARNSIDE, P. M. Belo Monte: Actors and arguments in the struggle over Brazil's most controversial Amazonian dam. **Erde**, v. 148, n. 1, p. 14–26, 2017.

GAUDARD, L.; GABBI, J.; BAUDER, A.; ROMERIO, F. Long-term Uncertainty of Hydropower Revenue Due to Climate Change and Electricity Prices. , p. 1325–1343, 2016.

GLOOR, M.; BRIENEN, R. J. W.; GALBRAITH, D. Intensification of the Amazon hydrological cycle over the last two decades. **Geophysical Research Letter**, 2013.

VAN DE GRAAF, T.; SOVACOOOL, B. K. Thinking big: Politics, progress, and

security in the management of Asian and European energy megaprojects. **Energy Policy**, v. 74, n. C, p. 16–27, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.027>>. .

GREENPEACE. **Barragens do rio Tapajós : uma avaliação crítica do Estudo de Impacto Ambiental do aproveitamento hidrelétrico São Luiz do Tapajós**. 2015.

GUIMBERTEAU, M.; CIAIS, P.; PABLO BOISIER, J.; et al. Impacts of future deforestation and climate change on the hydrology of the Amazon Basin: A multi-model analysis with a new set of land-cover change scenarios. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 21, n. 3, p. 1455–1475, 2017.

HAMUDUDU, B. H.; KILLINGTVEIT, Å. Hydropower production in future climate scenarios; the case for the Zambezi River. **Energies**, v. 9, n. 7, p. 1–18, 2016.

HARRISON, G. P.; WALLACE, A. R. Climate sensitivity of marine energy. **Renewable Energy**, v. 30, n. 12, p. 1801–1817, 2005.

HESS, C. E. E.; FENRICH, E. Socio-environmental conflicts on hydropowerThe São Luiz do Tapajós project in Brazil. **Environmental Science and Policy**, v. 73, p. 20–28, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2017.03.005>>. .

IBAMA. IBAMA arquiva licenciamento da UHE São Luiz do Tapajós. Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/noticias/58-2016/162-ibama-arquiva-licenciamento-da-uhe-sao-luiz-do-tapajos-no-para>>. Acesso em: 10/9/2018.

IBGE. Brasil em Síntese. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 10/12/2018.

ICMBIO. **Levantamento da ictiofauna, caracterização genética e da fauna parasitária da bacia hidrográfica do rio tapajós**. Brasília, 2011.

IPCC. **IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**. 2011.

IPCC. **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel On Climate Change**. Cambridge: Cambridge University Press, 2013a.

IPCC. **Anthropogenic and Natural Radiative Forcing**. 2013b.

IPCC. Summary for policymakers. **Climate Change 2014: Impacts Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working**

**Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** p.1–32, 2014a. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC. Summary for Policymakers. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** p.1–33, 2014b. Cambridge: Cambridge University Press.

IPCC. Drivers, Trends and Mitigation. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, v. Chapter 5, p. 351–412, 2014c.

IPCC. Intergovernmental Panel of Climate Change. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/>>. Acesso em: 10/1/2019.

JUNIOR, W. C. DE S.; JÚNIOR, A. B.; VIEIRA, B. C.; et al. **Tapajós Hidrelétricas, infraestrutura e caos - Elementos para governança da sustentabilidade em uma região singular.** 1ª ed. São José dos Campos: ITA/CTA, 2014.

KING, D.; SCHRAG, D.; DADI, Z.; YE, Q.; GHOSH, A. **Climate Change: A risk assessment.** Cambridge, 2015.

KÖBERLE, A. C.; GARA, R.; CUNHA, B. S. L.; et al. Are conventional energy megaprojects competitive ? Suboptimal decisions related to cost overruns in Brazil. , v. 122, n. August, p. 689–700, 2018.

LEHNER, B.; CZISCH, G.; VASSOLO, S. The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. **Energy Policy**, v. 33, n. 7, p. 839–855, 2005.

LEITE, A. L. DA S.; CASTRO, N. J. DE; TIMPONI, R. R. Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil. **Ensaio FEE**, v. 34, n. 2, p. 647–668, 2013.

LUCENA, A. F. P. DE; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R.; et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. , v. 37, p. 879–889, 2009.

LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; SORIA, R.; RODRIGUEZ, M. C. **Energy security in the Amazon.** 2013.

LUDERER, G.; KREY, V.; CALVIN, K.; et al. The role of renewable energy in climate stabilization: Results from the EMF27 scenarios. **Climatic Change**, v. 123, n.



3–4, p. 427–441, 2014.

MARENGO, J. A.; ESPINOZA, J. C. Extreme seasonal droughts and floods in Amazonia: Causes, trends and impacts. **International Journal of Climatology**, v. 36, n. 3, p. 1033–1050, 2016.

MCTIC. **Impactos e vulnerabilidade do setor de recursos hídricos no Brasil às mudanças climáticas**. 1ª ed. Brasília, 2016.

MME. **Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas**. Brasília, 2007.

MOURATIADOU, I.; BIEWALD, A.; PEHL, M.; et al. The impact of climate change mitigation on water demand for energy and food: An integrated analysis based on the Shared Socioeconomic Pathways. **Environmental Science and Policy**, v. 64, p. 48–58, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.envsci.2016.06.007>>. .

NOBRE, C. A.; SAMPAIO, G.; BORMA, L. S.; et al. Land-use and climate change risks in the Amazon and the need of a novel sustainable development paradigm. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 113, n. 39, p. 10759–10768, 2016. Disponível em: <<http://www.pnas.org/lookup/doi/10.1073/pnas.1605516113>>. .

NORTEENERGIA. A História de Belo Monte - Cronologia. Disponível em: <<https://www.norteenergiasa.com.br/pt-br/uhe-belo-monte/historico>>. Acesso em: 18/12/2018.

O GLOBO. Decisão do TCU abre caminho para retomada de grandes hidrelétricas na Amazônia. Disponível em: <<https://oglobo.globo.com/economia/decisao-do-tcu-abre-caminho-para-retomada-de-grandes-hidreletricas-na-amazonia-22364891>>. .

OKOT, D. K. Review of small hydropower technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 26, p. 515–520, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.006>>. .

ONS. **Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN**. 2018a.

ONS. Dados Hidrológicos - Vazões. Disponível em: <[http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados\\_hidrologicos\\_vazoes.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx)>. Acesso em: 6/10/2018b.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; PES, M. P.; et al. The impacts of global

climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable Energy**, v. 49, p. 107–110, 2013. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.053>>. .

PIELKE, R. A.; WILBY, R. L. Regional Climate Downscaling: Whats de point? **Eos**, v. 93, n. 5, p. 52–53, 2012.

ROSS, S. A; WESTERFIELD; JAFFE. **Corporate Finance**. 6ª ed. The McGraw-Hill Companies, 2002.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; PEREIRA DE LUCENA, A. F.; et al. Energy sector vulnerability to climate change: A review. **Energy**, v. 38, n. 1, p. 1–12, 2012. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056>>. .

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, n. 2016, p. 137–147, 2016. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.010>>. .

SHORT, W.; PACKY, D. J.; HOLT, T. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. Colorado, 1995.

SORRIBAS, M. V.; PAIVA, R. C. D.; MELACK, J. M.; et al. Projections of climate change effects on discharge and inundation in the Amazon basin. **Climatic Change**, v. 136, n. 3–4, p. 555–570, 2016.

SOVACOO, B. K.; GILBERT, A.; NUGENT, D. Risk , innovation , electricity infrastructure and construction cost overruns : Testing six hypotheses. **Energy**, v. 74, p. 906–917, 2014. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.07.070>>. .

TCU. Acórdão TC 029.192/2016-1. Disponível em: <<http://institucional.madronalaw.com.br/acordaotcu.pdf>>. Acesso em: 10/9/2018.

TEOTÓNIO, C.; FORTES, P.; ROEBELING, P.; RODRIGUEZ, M.; ROBAINA-ALVES, M. Assessing the impacts of climate change on hydropower generation and the power sector in Portugal: A partial equilibrium approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. September 2016, p. 788–799, 2017. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.002>>. .

TRAN, T. T. D.; SMITH, A. D. Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies. **Applied Energy**, v. 216, n. November 2017, p. 157–171, 2018. Elsevier.

Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.024>>. .

VIVIESCAS, C. **Robust unit commitment considering large scale hydropower and renewable energy generation - The case of Brazil**, 2019. COPPE UFRJ.

WORLD BANK. Private Participation in Infrastructure Database. Disponível em: <<http://ppi.worldbank.org/customquery>>. Acesso em: 10/10/2018.

## ANEXO I

Série de Vazões no rio Tapajós nos locais onde estão planejados os empreendimentos.

Tabela 24. Série Histórica de Vazões do Rio Tapajós na altura do AHE São Luiz do Tapajós  
Fonte: ANEEL (2014)

| São Luiz de Tapajós |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |        |        |         |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|
| ANO                 | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV    | DEZ    | TOTAL   |
| 1931                | 14.564 | 15.786 | 26.129 | 24.191 | 15.434 | 8.375  | 5.057 | 3.916 | 3.567 | 4.417 | 8.753  | 10.573 | 140.762 |
| 1932                | 12.516 | 22.682 | 31.141 | 28.764 | 17.081 | 9.452  | 5.622 | 4.243 | 4.038 | 4.874 | 8.828  | 12.298 | 161.539 |
| 1933                | 15.154 | 23.115 | 32.307 | 27.650 | 20.744 | 9.969  | 5.735 | 4.269 | 3.940 | 4.745 | 7.162  | 7.424  | 162.214 |
| 1934                | 16.052 | 27.099 | 34.928 | 28.094 | 21.297 | 10.476 | 5.951 | 4.343 | 4.257 | 5.852 | 6.520  | 8.948  | 173.817 |
| 1935                | 13.283 | 24.291 | 29.454 | 33.111 | 24.676 | 11.987 | 6.421 | 4.523 | 3.932 | 3.968 | 6.874  | 14.607 | 177.127 |
| 1936                | 13.407 | 17.143 | 28.886 | 20.406 | 12.233 | 6.904  | 4.628 | 3.833 | 3.604 | 3.688 | 3.875  | 7.203  | 125.810 |
| 1937                | 11.020 | 21.566 | 21.378 | 30.359 | 19.908 | 10.873 | 6.047 | 4.325 | 3.830 | 4.369 | 5.865  | 8.029  | 147.569 |
| 1938                | 16.745 | 31.279 | 28.909 | 24.287 | 14.161 | 7.585  | 4.822 | 3.858 | 3.566 | 4.048 | 10.567 | 15.425 | 165.252 |
| 1939                | 21.255 | 26.640 | 33.289 | 28.464 | 16.559 | 8.715  | 5.354 | 4.294 | 4.073 | 5.385 | 8.038  | 16.682 | 178.748 |
| 1940                | 18.437 | 39.134 | 39.277 | 36.106 | 29.952 | 13.676 | 7.101 | 4.863 | 4.240 | 5.138 | 5.261  | 8.938  | 212.123 |
| 1941                | 10.656 | 19.434 | 25.571 | 33.278 | 18.616 | 9.300  | 5.490 | 4.250 | 4.892 | 4.863 | 11.798 | 13.141 | 161.289 |
| 1942                | 13.670 | 21.957 | 36.968 | 31.324 | 18.588 | 9.914  | 5.758 | 4.291 | 3.868 | 5.565 | 6.992  | 12.341 | 171.236 |
| 1943                | 17.223 | 29.683 | 20.287 | 23.125 | 13.057 | 7.412  | 4.870 | 3.960 | 3.693 | 4.657 | 8.271  | 12.083 | 148.321 |
| 1944                | 15.790 | 23.186 | 31.429 | 22.610 | 14.387 | 7.670  | 4.931 | 3.966 | 3.676 | 4.396 | 6.997  | 10.684 | 149.722 |
| 1945                | 14.799 | 23.259 | 34.168 | 38.884 | 28.701 | 13.542 | 7.080 | 4.803 | 4.045 | 4.573 | 7.075  | 14.893 | 195.822 |
| 1946                | 18.732 | 21.159 | 31.002 | 23.220 | 14.652 | 10.426 | 6.022 | 4.441 | 3.944 | 4.055 | 5.012  | 11.079 | 153.744 |
| 1947                | 16.119 | 31.238 | 33.757 | 33.377 | 28.437 | 11.377 | 6.278 | 4.526 | 4.321 | 4.821 | 8.063  | 13.437 | 195.751 |
| 1948                | 20.388 | 25.844 | 28.810 | 29.077 | 19.025 | 9.414  | 5.593 | 4.357 | 4.022 | 5.648 | 7.387  | 12.761 | 172.326 |
| 1949                | 29.182 | 33.152 | 32.137 | 25.061 | 17.014 | 9.386  | 5.747 | 4.346 | 3.917 | 4.232 | 8.281  | 8.795  | 181.250 |
| 1950                | 19.095 | 36.905 | 35.399 | 34.503 | 29.416 | 10.947 | 6.138 | 4.463 | 3.910 | 3.955 | 5.747  | 11.494 | 201.972 |

| São Luiz de Tapajós |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |        |        |         |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|---------|
| ANO                 | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV    | DEZ    | TOTAL   |
| 1951                | 23.311 | 24.415 | 27.991 | 33.068 | 30.674 | 13.141 | 6.858 | 4.725 | 4.049 | 5.115 | 5.717  | 13.588 | 192.652 |
| 1952                | 16.356 | 18.685 | 26.685 | 26.590 | 17.579 | 8.901  | 5.433 | 4.156 | 3.794 | 3.841 | 4.354  | 7.522  | 143.896 |
| 1953                | 17.555 | 21.597 | 36.344 | 30.137 | 27.285 | 11.353 | 6.148 | 4.376 | 3.873 | 8.187 | 8.570  | 15.518 | 190.943 |
| 1954                | 23.661 | 22.495 | 31.822 | 30.125 | 16.722 | 8.682  | 5.318 | 4.131 | 3.758 | 4.120 | 4.505  | 12.175 | 167.514 |
| 1955                | 14.156 | 22.131 | 26.197 | 31.196 | 25.878 | 10.456 | 5.909 | 4.317 | 3.801 | 3.794 | 4.710  | 7.059  | 159.604 |
| 1956                | 16.525 | 21.551 | 23.524 | 22.185 | 22.126 | 13.621 | 6.991 | 4.730 | 4.048 | 4.632 | 8.989  | 17.360 | 166.282 |
| 1957                | 23.256 | 31.467 | 32.912 | 24.843 | 15.959 | 8.478  | 5.303 | 4.132 | 3.916 | 5.530 | 5.314  | 8.288  | 169.398 |
| 1958                | 14.639 | 21.896 | 29.442 | 34.289 | 25.104 | 12.011 | 6.465 | 4.572 | 3.947 | 4.003 | 5.830  | 11.630 | 173.828 |
| 1959                | 18.841 | 31.966 | 29.255 | 32.927 | 16.062 | 9.263  | 5.589 | 4.219 | 3.822 | 3.950 | 6.253  | 11.974 | 174.121 |
| 1960                | 14.816 | 22.952 | 32.488 | 32.922 | 19.430 | 10.004 | 5.759 | 4.294 | 3.835 | 3.945 | 7.396  | 10.751 | 168.592 |
| 1961                | 19.030 | 22.867 | 27.823 | 27.834 | 17.623 | 9.841  | 5.689 | 4.288 | 3.880 | 3.760 | 5.278  | 8.394  | 156.307 |
| 1962                | 21.328 | 26.993 | 32.910 | 26.555 | 21.708 | 10.425 | 5.922 | 4.346 | 3.921 | 6.155 | 7.435  | 11.120 | 178.818 |
| 1963                | 21.879 | 16.910 | 22.703 | 21.453 | 16.192 | 8.578  | 5.245 | 4.107 | 3.756 | 3.475 | 4.139  | 12.265 | 140.702 |
| 1964                | 17.422 | 28.799 | 31.997 | 25.197 | 13.921 | 9.480  | 5.593 | 4.208 | 3.800 | 4.495 | 9.473  | 12.431 | 166.816 |
| 1965                | 16.553 | 23.416 | 32.731 | 37.820 | 29.305 | 11.760 | 6.482 | 4.616 | 4.000 | 4.609 | 10.074 | 12.187 | 193.553 |
| 1966                | 12.430 | 16.972 | 30.050 | 23.622 | 15.320 | 8.661  | 5.296 | 4.148 | 3.810 | 4.560 | 7.182  | 10.127 | 142.178 |
| 1967                | 10.795 | 16.505 | 26.184 | 22.423 | 17.587 | 8.893  | 5.363 | 4.151 | 3.778 | 3.841 | 7.287  | 9.638  | 136.445 |
| 1968                | 11.209 | 12.774 | 19.997 | 25.147 | 25.814 | 8.271  | 5.036 | 4.004 | 3.953 | 4.478 | 6.239  | 10.059 | 136.981 |
| 1969                | 12.534 | 13.270 | 18.981 | 21.975 | 16.212 | 7.556  | 4.877 | 3.961 | 3.729 | 4.886 | 6.070  | 7.902  | 121.953 |
| 1970                | 16.285 | 11.515 | 20.249 | 21.759 | 16.644 | 7.979  | 5.047 | 4.022 | 3.782 | 4.021 | 6.017  | 5.677  | 122.997 |
| 1971                | 8.389  | 13.407 | 18.303 | 21.400 | 16.095 | 10.439 | 5.350 | 4.172 | 4.012 | 4.899 | 6.266  | 7.405  | 120.137 |
| 1972                | 10.079 | 19.699 | 25.139 | 23.575 | 17.950 | 11.667 | 5.963 | 4.515 | 4.689 | 5.102 | 5.702  | 10.457 | 144.537 |
| 1973                | 10.909 | 14.334 | 21.098 | 22.895 | 18.488 | 11.269 | 6.717 | 4.937 | 4.437 | 4.902 | 6.860  | 10.910 | 137.756 |
| 1974                | 13.602 | 19.378 | 23.451 | 26.927 | 22.198 | 11.045 | 6.264 | 4.694 | 4.483 | 4.784 | 5.473  | 9.882  | 152.181 |
| 1975                | 16.070 | 22.079 | 25.189 | 26.719 | 19.251 | 9.584  | 6.579 | 4.684 | 4.138 | 4.299 | 5.504  | 8.264  | 152.360 |
| 1976                | 11.596 | 19.119 | 23.581 | 21.599 | 16.348 | 9.625  | 5.900 | 4.350 | 3.953 | 4.925 | 6.622  | 9.934  | 137.552 |

| São Luiz de Tapajós |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO                 | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 1977                | 16.704 | 20.597 | 22.819 | 22.049 | 18.894 | 12.981 | 7.252 | 4.839 | 4.360 | 6.108 | 7.579 | 11.309 | 155.491 |
| 1978                | 26.952 | 22.870 | 35.202 | 28.769 | 21.168 | 12.725 | 7.548 | 5.523 | 4.796 | 5.733 | 6.955 | 11.136 | 189.377 |
| 1979                | 17.964 | 30.357 | 38.401 | 27.254 | 16.310 | 9.273  | 6.114 | 4.782 | 5.186 | 5.097 | 6.866 | 7.609  | 175.213 |
| 1980                | 14.791 | 25.233 | 36.670 | 24.589 | 12.814 | 7.701  | 5.647 | 4.511 | 4.327 | 5.032 | 6.282 | 9.229  | 156.826 |
| 1981                | 17.114 | 21.317 | 20.147 | 23.457 | 13.786 | 7.513  | 5.184 | 4.309 | 3.979 | 4.339 | 6.940 | 10.008 | 138.093 |
| 1982                | 17.928 | 29.391 | 30.549 | 26.905 | 19.496 | 10.089 | 6.487 | 4.953 | 4.919 | 5.445 | 5.607 | 6.792  | 168.561 |
| 1983                | 10.934 | 20.587 | 19.909 | 21.439 | 9.804  | 6.917  | 4.866 | 3.993 | 4.266 | 4.796 | 6.080 | 8.221  | 121.812 |
| 1984                | 12.309 | 14.823 | 20.353 | 25.737 | 20.258 | 9.895  | 5.869 | 4.519 | 4.365 | 4.676 | 6.417 | 8.607  | 137.828 |
| 1985                | 17.504 | 27.713 | 28.207 | 27.830 | 23.618 | 10.350 | 6.597 | 4.775 | 4.294 | 5.119 | 6.754 | 9.824  | 172.585 |
| 1986                | 21.086 | 26.218 | 25.441 | 23.463 | 17.061 | 9.223  | 6.422 | 5.003 | 4.803 | 6.275 | 7.486 | 8.528  | 161.009 |
| 1987                | 13.464 | 17.798 | 21.864 | 20.884 | 12.943 | 7.785  | 5.219 | 3.623 | 3.539 | 3.923 | 5.047 | 8.506  | 124.595 |
| 1988                | 14.676 | 18.299 | 28.048 | 26.864 | 19.195 | 10.617 | 6.331 | 4.649 | 4.167 | 4.789 | 6.459 | 13.169 | 157.263 |
| 1989                | 19.629 | 27.915 | 30.619 | 29.934 | 23.819 | 11.781 | 7.814 | 5.941 | 4.990 | 5.136 | 7.409 | 12.418 | 187.405 |
| 1990                | 20.264 | 20.787 | 29.109 | 15.693 | 10.066 | 6.385  | 4.659 | 3.922 | 3.862 | 5.502 | 6.240 | 7.996  | 134.485 |
| 1991                | 16.156 | 26.969 | 25.560 | 31.274 | 23.158 | 14.011 | 6.359 | 4.538 | 4.111 | 4.423 | 5.783 | 7.682  | 170.024 |
| 1992                | 10.662 | 18.215 | 21.649 | 23.486 | 15.767 | 8.460  | 4.854 | 4.070 | 4.170 | 5.378 | 5.369 | 9.951  | 132.031 |
| 1993                | 13.214 | 17.158 | 24.820 | 20.398 | 14.745 | 7.381  | 5.104 | 4.335 | 4.259 | 4.534 | 6.009 | 8.311  | 130.268 |
| 1994                | 20.207 | 22.788 | 28.080 | 26.559 | 16.382 | 9.809  | 7.050 | 4.875 | 4.424 | 4.822 | 5.707 | 10.274 | 160.977 |
| 1995                | 18.384 | 22.450 | 26.219 | 27.394 | 25.574 | 13.666 | 7.071 | 4.967 | 4.399 | 4.450 | 5.572 | 11.261 | 171.407 |
| 1996                | 15.444 | 16.757 | 21.442 | 22.996 | 19.674 | 9.919  | 5.633 | 5.037 | 4.359 | 4.851 | 7.347 | 9.442  | 142.901 |
| 1997                | 14.917 | 19.802 | 24.625 | 28.431 | 19.819 | 9.685  | 6.272 | 4.677 | 4.200 | 4.034 | 4.426 | 6.181  | 147.069 |
| 1998                | 7.625  | 10.222 | 17.353 | 15.965 | 10.372 | 6.131  | 4.360 | 3.663 | 3.535 | 3.820 | 5.381 | 8.335  | 96.762  |
| 1999                | 14.307 | 13.768 | 19.643 | 16.698 | 15.198 | 8.985  | 5.482 | 4.006 | 3.617 | 3.901 | 5.030 | 7.808  | 118.443 |
| 2000                | 15.693 | 20.728 | 26.581 | 23.478 | 15.090 | 7.669  | 5.414 | 4.370 | 4.170 | 4.487 | 7.001 | 10.565 | 145.246 |
| 2001                | 16.170 | 19.348 | 23.124 | 23.355 | 14.377 | 10.059 | 6.371 | 4.444 | 4.071 | 4.442 | 5.325 | 11.585 | 142.671 |
| 2002                | 20.398 | 19.390 | 20.073 | 17.511 | 11.335 | 7.399  | 4.711 | 4.103 | 3.709 | 4.146 | 5.199 | 6.657  | 124.631 |

| São Luiz de Tapajós |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO                 | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 2003                | 11.591 | 20.004 | 24.054 | 29.637 | 17.079 | 9.421  | 5.792 | 4.419 | 4.145 | 5.622 | 7.650 | 9.114  | 148.528 |
| 2004                | 13.793 | 22.328 | 34.112 | 28.721 | 16.084 | 9.296  | 6.148 | 4.544 | 4.319 | 4.599 | 6.010 | 7.551  | 157.505 |
| 2005                | 11.054 | 16.830 | 26.790 | 23.538 | 14.519 | 7.559  | 5.382 | 3.908 | 3.659 | 3.903 | 4.757 | 10.361 | 132.260 |
| 2006                | 18.476 | 19.465 | 27.515 | 30.748 | 24.582 | 12.450 | 6.809 | 4.924 | 4.204 | 5.264 | 7.685 | 9.505  | 171.627 |
| 2007                | 13.663 | 22.224 | 26.024 | 20.129 | 14.049 | 8.513  | 5.343 | 4.295 | 3.861 | 4.078 | 4.895 | 8.784  | 135.858 |
| 2008                | 12.537 | 23.579 | 28.391 | 25.837 | 18.902 | 10.018 | 6.041 | 4.392 | 3.965 | 4.400 | 6.025 | 11.839 | 155.926 |
| 2009                | 17.233 | 19.111 | 24.603 | 25.512 | 24.080 | 13.087 | 7.349 | 5.000 | 4.588 | 4.707 | 5.705 | 9.835  | 160.810 |
| 2010                | 17.370 | 22.871 | 21.599 | 22.499 | 11.951 | 8.069  | 5.341 | 4.134 | 3.738 | 3.784 | 5.258 | 8.101  | 134.715 |
| 2011                | 13.544 | 21.538 | 24.958 | 26.593 | 18.421 | 9.682  | 5.897 | 4.386 | 4.003 | 4.531 | 7.478 | 10.049 | 151.080 |
| 2012                | 19.110 | 27.470 | 27.417 | 21.695 | 13.750 | 9.498  | 6.312 | 4.514 | 3.899 | 4.747 | 5.537 | 9.818  | 153.767 |

Tabela 25. Série histórica de vazões do Rio Tapajós na altura do AHE Jatobá  
Fonte: ANEEL (2017a)

| Jatobá |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO    | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 1931   | 11.933 | 13.181 | 20.452 | 19.299 | 12.217 | 7.183  | 4.670 | 3.731 | 3.430 | 4.143 | 7.971 | 8.742  | 116.952 |
| 1932   | 10.876 | 18.033 | 24.910 | 23.105 | 13.871 | 8.166  | 5.161 | 4.014 | 3.850 | 4.640 | 7.986 | 10.183 | 134.795 |
| 1933   | 12.716 | 19.867 | 25.493 | 21.955 | 15.754 | 8.572  | 5.304 | 4.074 | 3.767 | 4.277 | 5.877 | 6.495  | 134.151 |
| 1934   | 13.688 | 22.312 | 27.677 | 22.785 | 17.156 | 9.153  | 5.515 | 4.148 | 3.988 | 5.365 | 5.959 | 7.665  | 145.411 |
| 1935   | 11.450 | 20.546 | 23.020 | 26.357 | 18.800 | 9.931  | 5.830 | 4.291 | 3.775 | 3.775 | 6.147 | 11.232 | 145.154 |
| 1936   | 11.011 | 13.779 | 22.815 | 16.238 | 10.003 | 6.182  | 4.363 | 3.679 | 3.476 | 3.513 | 3.719 | 5.990  | 104.768 |
| 1937   | 8.850  | 16.342 | 16.865 | 23.109 | 16.039 | 9.066  | 5.463 | 4.092 | 3.673 | 4.084 | 5.316 | 6.835  | 119.734 |
| 1938   | 14.737 | 25.681 | 22.965 | 18.653 | 11.220 | 6.664  | 4.505 | 3.695 | 3.438 | 3.858 | 9.009 | 12.076 | 136.501 |
| 1939   | 16.587 | 20.564 | 26.317 | 22.960 | 13.458 | 7.626  | 4.989 | 4.054 | 3.832 | 4.811 | 6.870 | 12.389 | 144.457 |
| 1940   | 15.523 | 31.623 | 31.399 | 29.526 | 24.885 | 11.448 | 6.456 | 4.599 | 4.078 | 4.596 | 4.876 | 7.660  | 176.669 |

| Jatobá |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO    | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 1941   | 9.025  | 15.225 | 21.438 | 25.897 | 14.814 | 8.180  | 5.145 | 4.079 | 4.431 | 4.541 | 9.891 | 10.763 | 133.429 |
| 1942   | 11.422 | 18.312 | 28.502 | 25.248 | 15.869 | 8.731  | 5.383 | 4.130 | 3.756 | 5.041 | 6.438 | 10.361 | 143.193 |
| 1943   | 13.876 | 23.004 | 17.387 | 18.482 | 11.133 | 6.711  | 4.609 | 3.822 | 3.584 | 4.380 | 7.697 | 10.233 | 124.918 |
| 1944   | 13.633 | 17.809 | 24.216 | 18.560 | 11.503 | 6.830  | 4.643 | 3.822 | 3.566 | 4.107 | 6.190 | 9.052  | 123.931 |
| 1945   | 12.284 | 19.272 | 28.237 | 31.344 | 22.543 | 11.633 | 6.509 | 4.586 | 3.916 | 4.222 | 6.390 | 11.986 | 162.922 |
| 1946   | 15.437 | 17.275 | 25.852 | 19.649 | 12.144 | 8.773  | 5.458 | 4.211 | 3.798 | 3.810 | 4.717 | 9.152  | 130.276 |
| 1947   | 13.768 | 25.679 | 27.493 | 26.485 | 22.061 | 9.746  | 5.797 | 4.319 | 4.001 | 4.429 | 7.285 | 10.962 | 162.025 |
| 1948   | 16.671 | 20.158 | 23.252 | 22.375 | 14.528 | 8.125  | 5.192 | 4.141 | 3.870 | 5.170 | 6.595 | 11.330 | 141.407 |
| 1949   | 25.141 | 27.526 | 26.510 | 20.870 | 14.111 | 8.117  | 5.268 | 4.150 | 3.790 | 4.039 | 7.572 | 7.859  | 154.953 |
| 1950   | 16.681 | 29.201 | 28.173 | 26.548 | 22.461 | 9.470  | 5.703 | 4.283 | 3.792 | 3.726 | 5.397 | 9.518  | 164.953 |
| 1951   | 19.331 | 20.331 | 23.624 | 26.527 | 24.278 | 10.799 | 6.212 | 4.494 | 3.919 | 4.461 | 5.138 | 10.876 | 159.990 |
| 1952   | 13.240 | 15.683 | 21.160 | 20.457 | 13.714 | 7.749  | 5.010 | 3.980 | 3.662 | 3.593 | 4.098 | 6.439  | 118.785 |
| 1953   | 14.029 | 17.657 | 28.364 | 24.094 | 21.071 | 9.291  | 5.559 | 4.162 | 3.749 | 6.745 | 7.514 | 11.896 | 154.131 |
| 1954   | 18.472 | 18.703 | 26.398 | 24.907 | 13.760 | 7.794  | 5.028 | 3.991 | 3.654 | 3.884 | 4.352 | 9.928  | 140.871 |
| 1955   | 11.898 | 18.850 | 21.156 | 24.955 | 19.846 | 9.128  | 5.511 | 4.154 | 3.695 | 3.597 | 4.264 | 5.860  | 132.914 |
| 1956   | 13.814 | 16.757 | 19.629 | 17.954 | 17.364 | 10.725 | 6.185 | 4.435 | 3.884 | 4.402 | 7.539 | 14.701 | 137.389 |
| 1957   | 19.082 | 24.838 | 26.655 | 20.592 | 13.295 | 7.618  | 4.983 | 3.983 | 3.801 | 5.048 | 5.011 | 7.280  | 142.186 |
| 1958   | 12.801 | 18.104 | 22.858 | 25.595 | 19.227 | 10.176 | 5.941 | 4.364 | 3.825 | 3.808 | 5.380 | 9.941  | 142.020 |
| 1959   | 16.397 | 26.725 | 24.690 | 26.319 | 13.764 | 7.992  | 5.122 | 4.029 | 3.696 | 3.736 | 5.629 | 10.724 | 148.823 |
| 1960   | 13.270 | 19.197 | 26.024 | 24.952 | 15.645 | 8.623  | 5.347 | 4.118 | 3.714 | 3.735 | 6.448 | 9.020  | 140.093 |
| 1961   | 15.523 | 19.147 | 23.030 | 23.502 | 13.265 | 8.239  | 5.216 | 4.090 | 3.749 | 3.601 | 4.835 | 7.329  | 131.526 |
| 1962   | 17.560 | 22.435 | 26.247 | 20.105 | 16.696 | 8.987  | 5.480 | 4.163 | 3.799 | 5.717 | 6.488 | 8.860  | 146.537 |
| 1963   | 18.287 | 14.673 | 19.594 | 17.426 | 12.598 | 7.339  | 4.854 | 3.922 | 3.621 | 3.356 | 3.988 | 9.559  | 119.217 |
| 1964   | 13.584 | 22.286 | 23.404 | 18.722 | 10.992 | 7.676  | 4.986 | 3.968 | 3.650 | 4.136 | 8.407 | 10.890 | 132.701 |
| 1965   | 13.596 | 18.384 | 25.823 | 29.143 | 22.006 | 10.148 | 5.951 | 4.372 | 3.849 | 4.433 | 9.061 | 10.764 | 157.530 |
| 1966   | 10.953 | 14.992 | 24.826 | 19.090 | 12.300 | 7.426  | 4.900 | 3.957 | 3.666 | 4.246 | 6.619 | 8.076  | 121.051 |



| Jatobá |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO    | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 1967   | 9.122  | 13.448 | 20.006 | 17.718 | 13.373 | 7.612  | 4.954 | 3.954 | 3.632 | 3.688 | 6.371 | 8.209  | 112.087 |
| 1968   | 9.766  | 10.824 | 16.327 | 21.803 | 21.519 | 6.349  | 4.451 | 3.746 | 3.749 | 4.107 | 5.575 | 8.757  | 116.973 |
| 1969   | 9.927  | 10.247 | 15.132 | 16.891 | 13.392 | 6.517  | 4.499 | 3.745 | 3.542 | 4.286 | 5.536 | 7.254  | 100.968 |
| 1970   | 13.546 | 9.125  | 15.919 | 18.547 | 12.919 | 6.820  | 4.606 | 3.777 | 3.555 | 3.740 | 5.545 | 4.725  | 102.824 |
| 1971   | 7.544  | 11.153 | 13.444 | 16.990 | 12.469 | 9.006  | 4.650 | 3.823 | 3.694 | 4.521 | 5.655 | 6.181  | 99.130  |
| 1972   | 9.028  | 16.131 | 19.711 | 19.506 | 13.959 | 8.915  | 5.116 | 4.058 | 4.087 | 4.447 | 5.165 | 8.484  | 118.607 |
| 1973   | 8.974  | 12.795 | 16.819 | 18.945 | 15.118 | 8.251  | 5.697 | 4.471 | 3.985 | 4.419 | 6.195 | 9.496  | 115.165 |
| 1974   | 11.213 | 16.476 | 20.210 | 23.660 | 18.669 | 9.705  | 5.770 | 4.403 | 4.231 | 4.450 | 5.168 | 8.758  | 132.713 |
| 1975   | 12.520 | 18.522 | 19.337 | 20.329 | 15.968 | 8.423  | 5.943 | 4.396 | 3.914 | 4.062 | 5.111 | 7.084  | 125.609 |
| 1976   | 9.544  | 14.839 | 18.429 | 17.330 | 12.898 | 8.045  | 5.205 | 4.057 | 3.755 | 4.484 | 5.746 | 8.283  | 112.615 |
| 1977   | 13.430 | 16.003 | 17.866 | 16.913 | 13.986 | 10.237 | 6.097 | 4.361 | 4.043 | 5.333 | 6.588 | 9.707  | 124.564 |
| 1978   | 22.156 | 18.191 | 26.789 | 22.191 | 16.610 | 10.487 | 6.537 | 5.039 | 4.474 | 5.099 | 6.286 | 9.644  | 153.503 |
| 1979   | 15.558 | 24.724 | 30.927 | 22.530 | 13.489 | 8.068  | 5.602 | 4.555 | 4.846 | 4.739 | 5.981 | 6.473  | 147.492 |
| 1980   | 12.144 | 20.391 | 27.954 | 19.222 | 10.590 | 6.776  | 5.219 | 4.296 | 4.159 | 4.739 | 5.491 | 7.708  | 128.689 |
| 1981   | 14.209 | 17.544 | 16.760 | 18.296 | 11.534 | 6.590  | 4.812 | 4.116 | 3.822 | 4.135 | 6.262 | 8.830  | 116.910 |
| 1982   | 14.942 | 22.273 | 23.516 | 20.748 | 15.175 | 8.360  | 5.681 | 4.569 | 4.603 | 5.016 | 5.161 | 6.066  | 136.110 |
| 1983   | 9.528  | 16.264 | 15.904 | 16.742 | 8.284  | 6.105  | 4.537 | 3.819 | 4.097 | 4.583 | 5.738 | 7.067  | 102.668 |
| 1984   | 10.402 | 11.917 | 16.031 | 19.834 | 15.080 | 8.135  | 5.150 | 4.226 | 4.097 | 4.333 | 5.658 | 7.556  | 112.419 |
| 1985   | 14.283 | 21.827 | 21.747 | 22.201 | 17.661 | 8.371  | 5.672 | 4.387 | 4.058 | 4.663 | 5.983 | 7.436  | 138.289 |
| 1986   | 16.111 | 21.141 | 20.790 | 19.416 | 14.271 | 8.043  | 5.884 | 4.646 | 4.534 | 5.464 | 6.574 | 7.635  | 134.509 |
| 1987   | 11.774 | 15.589 | 18.077 | 16.430 | 10.672 | 6.752  | 4.742 | 3.469 | 3.439 | 3.730 | 4.732 | 7.912  | 107.318 |
| 1988   | 12.832 | 15.687 | 23.276 | 21.878 | 15.506 | 9.084  | 5.709 | 4.445 | 4.072 | 4.444 | 5.738 | 10.073 | 132.744 |
| 1989   | 15.687 | 22.244 | 24.140 | 23.628 | 18.550 | 9.564  | 6.778 | 5.228 | 4.589 | 4.753 | 6.642 | 10.404 | 152.207 |
| 1990   | 17.359 | 17.659 | 23.917 | 11.635 | 8.111  | 5.546  | 4.152 | 3.633 | 3.762 | 5.151 | 5.785 | 7.133  | 113.843 |
| 1991   | 14.393 | 22.713 | 20.655 | 26.035 | 18.699 | 11.785 | 5.549 | 4.231 | 3.784 | 4.048 | 5.564 | 6.979  | 144.435 |
| 1992   | 9.407  | 15.799 | 19.108 | 19.816 | 13.034 | 7.541  | 4.445 | 3.840 | 3.980 | 5.015 | 5.059 | 8.768  | 115.812 |

| Jatobá |        |        |        |        |        |        |       |       |       |       |       |        |         |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|
| ANO    | JAN    | FEV    | MAR    | ABR    | MAI    | JUN    | JUL   | AGO   | SET   | OUT   | NOV   | DEZ    | TOTAL   |
| 1993   | 10.661 | 13.995 | 20.531 | 16.036 | 10.867 | 6.302  | 4.651 | 4.072 | 4.019 | 4.261 | 5.139 | 7.108  | 107.642 |
| 1994   | 16.272 | 18.282 | 22.006 | 20.885 | 12.986 | 8.165  | 6.155 | 4.485 | 4.156 | 4.535 | 5.210 | 8.856  | 131.993 |
| 1995   | 15.792 | 18.915 | 21.839 | 22.058 | 19.533 | 10.286 | 6.108 | 4.623 | 4.033 | 4.266 | 5.088 | 9.454  | 141.995 |
| 1996   | 12.770 | 13.605 | 17.354 | 18.166 | 14.988 | 8.004  | 5.192 | 4.314 | 4.179 | 4.616 | 6.355 | 8.098  | 117.641 |
| 1997   | 12.248 | 16.195 | 20.141 | 23.557 | 15.879 | 8.770  | 5.460 | 4.346 | 3.969 | 3.876 | 4.257 | 5.754  | 124.452 |
| 1998   | 6.546  | 9.899  | 16.567 | 13.380 | 8.081  | 5.212  | 3.949 | 3.635 | 3.501 | 3.760 | 5.054 | 7.536  | 87.120  |
| 1999   | 12.154 | 11.513 | 15.533 | 12.934 | 11.305 | 7.042  | 4.747 | 3.734 | 3.564 | 3.711 | 4.708 | 7.091  | 98.036  |
| 2000   | 13.737 | 17.219 | 21.354 | 18.856 | 11.832 | 6.301  | 4.680 | 4.061 | 3.981 | 4.124 | 5.820 | 9.054  | 121.019 |
| 2001   | 13.310 | 15.445 | 18.981 | 18.211 | 11.276 | 7.888  | 5.229 | 4.078 | 3.878 | 4.268 | 4.966 | 10.725 | 118.255 |
| 2002   | 18.477 | 17.188 | 17.240 | 14.422 | 8.870  | 5.972  | 4.417 | 3.948 | 3.638 | 3.910 | 4.729 | 5.660  | 108.471 |
| 2003   | 10.253 | 16.907 | 19.161 | 24.291 | 13.634 | 7.799  | 5.112 | 4.105 | 3.950 | 4.592 | 6.405 | 7.195  | 123.404 |
| 2004   | 11.273 | 18.534 | 27.354 | 22.026 | 12.705 | 7.604  | 5.576 | 4.262 | 4.066 | 4.212 | 5.196 | 6.733  | 129.541 |
| 2005   | 9.634  | 13.840 | 20.597 | 18.924 | 11.543 | 6.386  | 4.622 | 3.786 | 3.627 | 3.867 | 4.350 | 9.117  | 110.293 |
| 2006   | 15.748 | 16.016 | 21.786 | 24.133 | 18.248 | 9.254  | 5.547 | 4.332 | 3.900 | 4.996 | 6.492 | 8.266  | 138.718 |
| 2007   | 12.122 | 19.126 | 21.890 | 15.917 | 10.884 | 6.772  | 4.703 | 3.984 | 3.646 | 3.927 | 4.672 | 7.586  | 115.229 |
| 2008   | 11.119 | 20.563 | 24.370 | 21.264 | 15.390 | 8.236  | 5.438 | 4.136 | 3.849 | 4.200 | 5.568 | 10.199 | 134.332 |
| 2009   | 14.474 | 15.946 | 19.946 | 20.347 | 17.893 | 9.642  | 5.935 | 4.394 | 4.105 | 4.384 | 5.170 | 8.795  | 131.031 |
| 2010   | 15.341 | 20.573 | 18.989 | 18.878 | 9.533  | 6.580  | 4.683 | 3.877 | 3.605 | 3.604 | 4.782 | 7.369  | 117.814 |
| 2011   | 11.818 | 17.974 | 20.720 | 21.814 | 12.827 | 7.006  | 4.910 | 3.996 | 3.768 | 4.085 | 6.235 | 8.590  | 123.743 |
| 2012   | 16.019 | 21.769 | 20.960 | 17.168 | 11.000 | 7.611  | 5.182 | 4.116 | 3.850 | 4.549 | 5.225 | 8.674  | 126.123 |
| 2013   | 11.228 | 19.299 | 21.570 | 23.774 | 17.012 | 9.110  | 5.811 | 4.480 | 4.194 | 4.321 | 7.526 | 10.080 | 138.405 |

## ANEXO II

No presente anexo serão apresentados os resultados das diferentes análises de sensibilidade propostos do estudo para ambas usinas em forma de tabelas. Nestas, as combinações de análises de sensibilidade serão classificadas conforme a Tabela 26.

Tabela 26. Indicação das análises de sensibilidade analisados  
Fonte: Elaboração Própria

| Classificação das Análises de Sensibilidade |               |                     |            |            |
|---|---------------|---------------------|------------|------------|
| Venda de Energia                            | Taxa de Juros | Custo de Instalação |            |            |
|   |               | Base                | Base + 30% | Base + 87% |
| ACR   | TLP+1,49%     | A                   | B          | C          |
|   | TLP+2,49%     | BASE                | D          | E          |
|   | TLP+4,1%      | F                   | G          | H          |
| ACR<br>+<br>ACL<br>(2014 - 2018)            | TLP+1,49%     | I                   | J          | K          |
|   | TLP+2,49%     | L                   | M          | N          |
|   | TLP+4,1%      | O                   | P          | Q          |
| ACR<br>+<br>ACL<br>(2014 - 2015)            | TLP+1,49%     | R                   | S          | T          |
|   | TLP+2,49%     | U                   | V          | W          |
|   | TLP+4,1%      | X                   | Y          | Z          |

Tabela 27. Resultado Cenário Base - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 122,95            | 11,5%   | 24.713.851.069,10 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 128,04            | 11,2%   | 22.346.568.601,63 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 134,27            | 10,9%   | 19.692.314.724,12 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 141,16            | 10,5%   | 17.034.776.424,09 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 148,88            | 10,1%   | 14.346.961.428,22 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 157,52            | 9,7%    | 11.648.223.834,90 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 167,28            | 9,3%    | 8.937.401.327,47  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 178,47            | 8,9%    | 6.194.301.718,18  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 191,42            | 8,5%    | 3.421.420.418,26  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 28. Resultado Cenário Base – Jatobá

Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |   |                  |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|---|------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) |   | VPL (R\$)        |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 |            |            |                   |         |   |                  |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 213,04            | 7,8%    | - | 181.552.907,09   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 219,66            | 7,6%    | - | 591.157.153,65   |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 226,71            | 7,4%    | - | 1.000.761.400,21 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 237,09            | 7,1%    | - | 1.560.329.447,73 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 251,09            | 6,8%    | - | 2.240.797.021,56 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 266,84            | 6,4%    | - | 2.921.264.595,39 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 284,76            | 6,1%    | - | 3.604.124.735,20 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 305,52            | 5,7%    | - | 4.294.875.520,22 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 329,83            | 5,2%    | - | 4.993.416.400,75 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |   |                  |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |   |                  |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |   |                  |

Tabela 29. Combinação A - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 116,85         | 11,5%   | 29.255.828.356,19 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 121,69         | 11,2%   | 26.712.571.852,59 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 127,61         | 10,9%   | 23.861.011.665,36 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 134,15         | 10,5%   | 21.005.922.905,16 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 141,49         | 10,1%   | 18.118.306.804,15 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 149,71         | 9,7%    | 15.218.956.164,75 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 158,98         | 9,3%    | 12.306.622.268,46 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 169,62         | 8,9%    | 9.359.611.923,39  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 181,92         | 8,5%    | 6.380.606.039,38  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                   |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                   |

Tabela 30. Combinação A – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 202,50         | 7,8%    | 873.143.593,10     |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 208,79         | 7,6%    | 433.091.052,57     |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 215,49         | 7,4%    | - 6.961.487,97     |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 225,36         | 7,1%    | - 608.125.521,24   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 238,66         | 6,8%    | - 1.339.176.254,06 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 253,63         | 6,4%    | - 2.070.226.986,88 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 270,67         | 6,1%    | - 2.803.848.139,19 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 290,40         | 5,7%    | - 3.545.946.494,78 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 313,51         | 5,2%    | - 4.296.414.029,55 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 31. Combinação B - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 153,97            | 9,6%    | 18.231.991.666,19  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 160,35            | 9,3%    | 15.688.735.162,59  |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 168,16            | 9,0%    | 12.837.174.975,36  |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 176,78            | 8,6%    | 9.982.086.215,16   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 186,45            | 8,3%    | 7.094.470.114,15   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 197,28            | 7,9%    | 4.195.119.474,75   |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 209,50            | 7,6%    | 1.282.785.578,46   |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 223,51            | 7,2%    | - 1.664.224.766,61 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 239,72            | 6,7%    | - 4.643.230.650,62 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |



Tabela 32. Combinação B – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 266,69         | 6,1%    | - 3.478.496.275,90 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 274,98         | 5,9%    | - 3.918.548.816,43 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 283,80         | 5,8%    | - 4.358.601.356,97 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 296,81         | 5,5%    | - 4.959.765.390,24 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 314,33         | 5,2%    | - 5.690.816.123,06 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 334,04         | 4,9%    | - 6.421.866.855,88 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 356,48         | 4,5%    | - 7.155.488.008,19 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 382,46         | 4,2%    | - 7.897.586.363,78 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 412,90         | 3,8%    | - 8.648.053.898,55 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 33. Combinação C - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 224,52         | 7,1%    | - 2.713.298.044,81  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 233,81         | 6,9%    | - 5.256.554.548,41  |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 245,20         | 6,6%    | - 8.108.114.735,64  |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 257,77         | 6,3%    | - 10.963.203.495,84 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 271,86         | 6,0%    | - 13.850.819.596,85 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 287,65         | 5,7%    | - 16.750.170.236,25 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 305,48         | 5,4%    | - 19.662.504.132,54 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 325,91         | 5,0%    | - 22.609.514.477,61 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 349,55         | 4,6%    | - 25.588.520.361,62 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 34. Combinação C – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 388,67         | 4,0%    | - 11.746.612.027,00 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 400,75         | 3,9%    | - 12.186.664.567,53 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 413,61         | 3,7%    | - 12.626.717.108,07 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 432,56         | 3,5%    | - 13.227.881.141,34 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 458,09         | 3,2%    | - 13.958.931.874,16 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 486,82         | 2,9%    | - 14.689.982.606,98 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 519,52         | 2,6%    | - 15.423.603.759,29 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 557,39         | 2,2%    | - 16.165.702.114,88 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 601,75         | 1,9%    | - 16.916.169.649,65 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 35. Combinação D - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 161,88            | 9,6%    | 13.690.014.379,10  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 168,58            | 9,3%    | 11.322.731.911,63  |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 176,79            | 9,0%    | 8.668.478.034,12   |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 185,86            | 8,6%    | 6.010.939.734,09   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 196,02            | 7,6%    | 3.323.124.738,22   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 207,40            | 7,9%    | 624.387.144,90     |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 220,26            | 7,6%    | - 2.086.435.362,53 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 234,99            | 7,2%    | - 4.829.534.971,82 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 252,03            | 6,7%    | - 7.602.416.271,74 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |

Tabela 36. Combinação D – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 266,69         | 6,1%    | - 3.478.496.275,90 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 274,98         | 5,9%    | - 3.918.548.816,43 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 283,80         | 5,8%    | - 4.358.601.356,97 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 296,81         | 5,5%    | - 4.959.765.390,24 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 314,33         | 5,2%    | - 5.690.816.123,06 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 334,04         | 4,9%    | - 6.421.866.855,88 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 356,48         | 4,5%    | - 7.155.488.008,19 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 382,46         | 4,2%    | - 7.897.586.363,78 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 412,90         | 3,8%    | - 8.648.053.898,55 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 37. Combinação E - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 235,85            | 7,1%    | - 7.255.275.331,90  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 245,62            | 6,9%    | - 9.622.557.799,37  |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 257,58            | 6,6%    | - 12.276.811.676,88 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 270,79            | 6,3%    | - 14.934.349.976,91 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 285,59            | 6,0%    | - 17.622.164.972,78 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 302,18            | 5,7%    | - 20.320.902.566,10 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 320,90            | 5,4%    | - 23.031.725.073,53 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 342,37            | 5,0%    | - 25.774.824.682,82 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 367,20            | 4,6%    | - 28.547.705.982,74 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |

Tabela 38. Combinação E – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 388,67         | 4,0%    | - 11.746.612.027,00 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 400,75         | 3,9%    | - 12.186.664.567,53 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 413,61         | 3,7%    | - 12.626.717.108,07 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 432,56         | 3,5%    | - 13.227.881.141,34 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 458,09         | 3,2%    | - 13.958.931.874,16 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 486,82         | 2,9%    | - 14.689.982.606,98 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 519,52         | 2,6%    | - 15.423.603.759,29 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 557,39         | 2,2%    | - 16.165.702.114,88 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 601,75         | 1,9%    | - 16.916.169.649,65 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 39. Combinação F - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 132,95            | 11,5%   | 18.228.824.734,13 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 138,46            | 11,2%   | 16.112.681.149,31 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 145,20            | 10,9%   | 13.740.010.210,14 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 152,64            | 10,5%   | 11.364.403.284,36 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 160,99            | 9,3%    | 8.961.731.639,20  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 170,34            | 9,7%    | 6.549.296.146,74  |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 180,89            | 9,3%    | 4.126.057.797,49  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 193,00            | 8,9%    | 1.673.966.540,76  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 206,99            | 8,5%    | - 804.746.943,96  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |



Tabela 40. Combinação F – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 230,33         | 7,8%    | - 1.687.883.680,78 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 237,49         | 7,6%    | - 2.054.034.070,77 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 245,11         | 7,4%    | - 2.420.184.460,75 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 256,34         | 7,1%    | - 2.920.389.379,38 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 271,47         | 6,8%    | - 3.528.667.905,85 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 288,49         | 6,4%    | - 4.136.946.432,31 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 307,87         | 6,1%    | - 4.747.363.703,61 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 330,32         | 5,7%    | - 5.364.834.521,94 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 356,60         | 5,2%    | - 5.989.269.004,68 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 41. Combinação G - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 174,85         | 9,6%    | 7.204.988.044,13    |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 182,09         | 9,3%    | 5.088.844.459,31    |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 190,96         | 9,0%    | 2.716.173.520,14    |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 200,74         | 8,6%    | 340.566.594,36      |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 211,72         | 7,6%    | - 2.062.105.050,80  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 224,02         | 7,9%    | - 4.474.540.543,26  |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 237,90         | 7,6%    | - 6.897.778.892,51  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 253,81         | 7,2%    | - 9.349.870.149,24  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 272,22         | 6,7%    | - 11.828.583.633,96 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 42. Combinação G – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 302,78         | 6,1%    | - 6.039.523.549,78  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 312,19         | 5,9%    | - 6.405.673.939,77  |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 322,20         | 5,8%    | - 6.771.824.329,75  |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 336,97         | 5,5%    | - 7.272.029.248,38  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 356,85         | 5,2%    | - 7.880.307.774,85  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 379,24         | 4,9%    | - 8.488.586.301,31  |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 404,71         | 4,5%    | - 9.099.003.572,61  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 434,21         | 4,2%    | - 9.716.474.390,94  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 468,77         | 3,8%    | - 10.340.908.873,68 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 43. Combinação H - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 254,45            | 7,1%    | - 13.740.301.666,87 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 264,99            | 6,9%    | - 15.856.445.251,69 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 277,89            | 6,6%    | - 18.229.116.190,86 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 292,14            | 6,3%    | - 20.604.723.116,64 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 308,11            | 6,0%    | - 23.007.394.761,80 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 326,01            | 5,7%    | - 25.419.830.254,26 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 346,21            | 5,4%    | - 27.843.068.603,51 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 369,37            | 5,0%    | - 30.295.159.860,24 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 396,15            | 4,6%    | - 32.773.873.344,96 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |

Tabela 44. Combinação H – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 440,43         | 4,0%    | - 14.307.639.300,88 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 454,11         | 3,9%    | - 14.673.789.690,87 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 468,68         | 3,7%    | - 15.039.940.080,85 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 490,16         | 3,5%    | - 15.540.144.999,48 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 519,09         | 3,2%    | - 16.148.423.525,95 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 551,64         | 2,9%    | - 16.756.702.052,41 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 588,70         | 2,6%    | - 17.367.119.323,71 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 631,61         | 2,2%    | - 17.984.590.142,04 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 681,88         | 1,9%    | - 18.609.024.624,78 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 0       |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 0%      |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 45. Combinação I - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 116,85            | 12,3%   | 36.107.911.950,51 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 121,69            | 12,0%   | 33.292.157.044,66 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 127,61            | 11,6%   | 30.135.065.113,45 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 134,15            | 11,3%   | 26.974.066.538,68 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 141,49            | 10,0%   | 23.777.055.466,01 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 149,71            | 10,5%   | 20.567.052.552,38 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 158,98            | 10,0%   | 17.342.675.284,76 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 169,62            | 9,6%    | 14.079.906.144,10 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 181,92            | 9,1%    | 10.781.713.287,60 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 46. Combinação I – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 202,50         | 8,4%    | 2.437.379.124,45   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 208,79         | 8,2%    | 1.950.176.949,57   |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 215,49         | 8,0%    | 1.462.974.774,69   |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 225,36         | 7,7%    | 797.398.741,16     |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 238,66         | 7,4%    | - 11.980.762,81    |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 253,63         | 7,0%    | - 821.360.266,78   |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 270,67         | 6,6%    | - 1.633.585.599,04 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 290,40         | 6,2%    | - 2.455.196.428,48 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 313,51         | 5,8%    | - 3.286.073.156,68 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 47. Combinação J - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 153,97            | 10,3%   | 25.084.075.260,51 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 160,35            | 10,0%   | 22.268.320.354,66 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 168,16            | 9,7%    | 19.111.228.423,45 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 176,78            | 9,3%    | 15.950.229.848,68 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 186,45            | 8,2%    | 12.753.218.776,01 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 197,28            | 8,6%    | 9.543.215.862,38  |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 209,50            | 8,2%    | 6.318.838.594,76  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 223,51            | 7,8%    | 3.056.069.454,10  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 239,72            | 7,4%    | - 242.123.402,40  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |



Tabela 48. Combinação J – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 202,50         | 8,4%    | 2.437.379.124,45   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 208,79         | 8,2%    | 1.950.176.949,57   |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 215,49         | 8,0%    | 1.462.974.774,69   |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 225,36         | 7,7%    | 797.398.741,16     |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 238,66         | 7,4%    | - 11.980.762,81    |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 253,63         | 7,0%    | - 821.360.266,78   |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 270,67         | 6,6%    | - 1.633.585.599,04 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 290,40         | 6,2%    | - 2.455.196.428,48 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 313,51         | 5,8%    | - 3.286.073.156,68 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 49. Combinação K - São Luiz do Tapajós

Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 224,52            | 7,8%    | 4.138.785.549,51    |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 233,81            | 7,5%    | 1.323.030.643,66    |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 245,20            | 7,2%    | - 1.834.061.287,55  |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 257,77            | 6,9%    | - 4.995.059.862,32  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 271,86            | 5,9%    | - 8.192.070.934,99  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 287,65            | 6,3%    | - 11.402.073.848,62 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 305,48            | 5,9%    | - 14.626.451.116,24 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 325,91            | 5,5%    | - 17.889.220.256,90 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 349,55            | 5,2%    | - 21.187.413.113,40 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |

Tabela 50. Combinação K – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 388,67         | 4,6%    | - 10.182.376.495,65 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 400,75         | 4,4%    | - 10.669.578.670,53 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 413,61         | 4,2%    | - 11.156.780.845,41 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 432,56         | 4,0%    | - 11.822.356.878,94 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 458,09         | 3,7%    | - 12.631.736.382,91 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 486,82         | 3,4%    | - 13.441.115.886,88 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 519,52         | 3,1%    | - 14.253.341.219,14 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 557,39         | 2,7%    | - 15.074.952.048,58 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 601,75         | 2,4%    | - 15.905.828.776,78 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 51. Combinação L - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 122,95            | 12,3%   | 31.091.822.514,59 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 128,04            | 12,0%   | 28.470.896.464,90 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 134,27            | 11,6%   | 25.532.251.319,84 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 141,16            | 11,3%   | 22.589.969.841,27 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 148,88            | 10,0%   | 19.614.167.656,19 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 157,52            | 10,5%   | 16.626.272.566,87 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 167,28            | 10,0%   | 13.624.997.719,69 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 178,47            | 9,6%    | 10.587.987.425,54 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 191,42            | 9,1%    | 7.518.004.467,66  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 52. Combinação L – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 213,04         | 8,4%    | 1.274.449.404,57   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 219,66         | 8,2%    | 820.957.920,29     |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 226,71         | 8,0%    | 367.466.436,02     |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 237,09         | 7,7%    | - 252.056.790,49   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 251,09         | 7,4%    | - 1.005.433.379,35 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 266,84         | 7,0%    | - 1.758.809.968,22 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 284,76         | 6,6%    | - 2.514.835.475,66 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 305,52         | 6,2%    | - 3.279.597.075,15 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 329,83         | 5,8%    | - 4.052.983.443,58 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 53. Combinação M - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 161,88            | 10,3%   | 20.067.985.824,59  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 168,58            | 10,0%   | 17.447.059.774,90  |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 176,79            | 9,7%    | 14.508.414.629,84  |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 185,86            | 9,3%    | 11.566.133.151,27  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 196,02            | 8,2%    | 8.590.330.966,19   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 207,40            | 8,6%    | 5.602.435.876,87   |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 220,26            | 8,2%    | 2.601.161.029,69   |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 234,99            | 7,8%    | - 435.849.264,46   |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 252,03            | 7,4%    | - 3.505.832.222,34 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |

Tabela 54. Combinação M – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 280,36         | 6,7%    | - 3.077.190.464,43 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 289,07         | 6,5%    | - 3.530.681.948,71 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 298,35         | 6,4%    | - 3.984.173.432,98 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 312,02         | 6,1%    | - 4.603.696.659,49 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 330,43         | 5,8%    | - 5.357.073.248,35 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 351,16         | 5,4%    | - 6.110.449.837,22 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 374,75         | 5,1%    | - 6.866.475.344,66 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 402,06         | 4,7%    | - 7.631.236.944,15 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 434,06         | 4,3%    | - 8.404.623.312,58 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 55. Combinação N - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 235,85         | 7,8%    | - 877.303.886,41    |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 245,62         | 7,5%    | - 3.498.229.936,10  |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 257,58         | 7,2%    | - 6.436.875.081,16  |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 270,79         | 6,9%    | - 9.379.156.559,73  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 285,59         | 5,9%    | - 12.354.958.744,81 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 302,18         | 6,3%    | - 15.342.853.834,13 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 320,90         | 5,9%    | - 18.344.128.681,31 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 342,37         | 5,5%    | - 21.381.138.975,46 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 367,20         | 5,2%    | - 24.451.121.933,34 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |



Tabela 56. Combinação N – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 408,27         | 4,6%    | - 11.345.306.215,53 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 420,96         | 4,4%    | - 11.798.797.699,81 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 434,46         | 4,2%    | - 12.252.289.184,08 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 454,37         | 4,0%    | - 12.871.812.410,59 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 481,19         | 3,7%    | - 13.625.188.999,45 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 511,37         | 3,4%    | - 14.378.565.588,32 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 545,72         | 3,1%    | - 15.134.591.095,76 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 585,50         | 2,7%    | - 15.899.352.695,25 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 632,10         | 2,4%    | - 16.672.739.063,68 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 57. Combinação O - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 132,95            | 12,3%   | 23.930.173.662,26 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 138,46            | 12,0%   | 21.587.294.887,74 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 145,20            | 11,6%   | 18.960.403.016,06 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 152,64            | 11,3%   | 16.330.260.580,10 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 160,99            | 10,0%   | 13.670.153.562,81 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 170,34            | 10,5%   | 10.999.236.546,25 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 180,89            | 10,0%   | 8.316.359.195,79  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 193,00            | 9,6%    | 5.601.537.479,63  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 206,99            | 9,1%    | 2.857.241.084,46  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 58. Combinação O – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |           |                  |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|-----------|------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |           |                  |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$) |                  |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 230,33         | 8,4%    | -         | 386.344.893,74   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 237,49         | 8,2%    | -         | 791.726.637,75   |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 245,11         | 8,0%    | -         | 1.197.108.381,75 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 256,34         | 7,7%    | -         | 1.750.907.989,29 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 271,47         | 7,4%    | -         | 2.424.360.801,69 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 288,49         | 7,0%    | -         | 3.097.813.614,10 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 307,87         | 6,6%    | -         | 3.773.634.328,15 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 330,32         | 6,2%    | -         | 4.457.264.344,81 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 356,60         | 5,8%    | -         | 5.148.604.150,95 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |           |                  |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |           |                  |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |           |                  |

Tabela 59. Combinação P - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 174,85            | 10,3%   | 12.906.336.972,26  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 182,09            | 10,0%   | 10.563.458.197,74  |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 190,96            | 9,7%    | 7.936.566.326,06   |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 200,74            | 9,3%    | 5.306.423.890,10   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 211,72            | 8,2%    | 2.646.316.872,81   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 224,02            | 8,6%    | - 24.600.143,75    |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 237,90            | 8,2%    | - 2.707.477.494,21 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 253,81            | 7,8%    | - 5.422.299.210,37 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 272,22            | 7,4%    | - 8.166.595.605,54 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |

Tabela 60. Combinação P – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 302,78         | 6,7%    | - 4.737.984.762,74 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 312,19         | 6,5%    | - 5.143.366.506,75 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 322,20         | 6,4%    | - 5.548.748.250,75 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 336,97         | 6,1%    | - 6.102.547.858,29 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 356,85         | 5,8%    | - 6.776.000.670,69 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 379,24         | 5,4%    | - 7.449.453.483,10 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 404,71         | 5,1%    | - 8.125.274.197,15 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 434,21         | 4,7%    | - 8.808.904.213,81 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 468,77         | 4,3%    | - 9.500.244.019,95 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 61. Combinação Q - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 254,45         | 7,8%    | - 8.038.952.738,74  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 264,99         | 7,5%    | - 10.381.831.513,26 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 277,89         | 7,2%    | - 13.008.723.384,94 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 292,14         | 6,9%    | - 15.638.865.820,90 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 308,11         | 5,9%    | - 18.298.972.838,19 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 326,01         | 6,3%    | - 20.969.889.854,75 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 346,21         | 5,9%    | - 23.652.767.205,21 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 369,37         | 5,5%    | - 26.367.588.921,38 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 396,15         | 5,2%    | - 29.111.885.316,54 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 62. Combinação Q – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 440,43         | 4,6%    | - 13.006.100.513,84 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 454,11         | 4,4%    | - 13.411.482.257,85 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 468,68         | 4,2%    | - 13.816.864.001,85 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 490,16         | 4,0%    | - 14.370.663.609,39 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 519,09         | 3,7%    | - 15.044.116.421,79 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 551,64         | 3,4%    | - 15.717.569.234,20 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 588,70         | 3,1%    | - 16.393.389.948,25 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 631,61         | 2,7%    | - 17.077.019.964,91 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 681,88         | 2,4%    | - 17.768.359.771,05 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 222,98  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 63. Combinação R - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 116,85            | 14,3%   | 55.433.403.342,11 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 121,69            | 13,9%   | 51.849.098.920,72 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 127,61            | 13,5%   | 47.830.290.840,42 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 134,15            | 13,1%   | 43.806.509.813,16 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 141,49            | 11,8%   | 39.736.886.814,65 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 149,71            | 12,3%   | 35.650.725.901,96 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 158,98            | 11,8%   | 31.546.267.210,41 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 169,62            | 11,3%   | 27.392.937.731,15 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 181,92            | 10,8%   | 23.194.515.768,49 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |



Tabela 64. Combinação R – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                  |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                  |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)        |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 202,50         | 10,0%   | 6.849.120.440,73 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 208,79         | 9,8%    | 6.228.938.298,49 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 215,49         | 9,6%    | 5.608.756.156,25 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 225,36         | 9,3%    | 4.761.513.693,92 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 238,66         | 8,9%    | 3.731.217.154,74 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 253,63         | 8,5%    | 2.700.920.615,56 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 270,67         | 8,1%    | 1.667.001.490,17 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 290,40         | 7,7%    | 621.135.132,09   |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 313,51         | 7,2%    | - 436.526.216,32 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                  |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                  |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                  |

Tabela 65. Combinação S - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 153,97            | 12,1%   | 44.409.566.652,11 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 160,35            | 11,8%   | 40.825.262.230,72 |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 168,16            | 11,4%   | 36.806.454.150,42 |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 176,78            | 11,0%   | 32.782.673.123,16 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 186,45            | 9,8%    | 28.713.050.124,65 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 197,28            | 10,2%   | 24.626.889.211,96 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 209,50            | 9,8%    | 20.522.430.520,41 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 223,51            | 9,4%    | 16.369.101.041,15 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 239,72            | 8,9%    | 12.170.679.078,49 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 66. Combinação S – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 266,69         | 8,2%    | 2.497.480.571,73   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 274,98         | 8,0%    | 1.877.298.429,49   |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 283,80         | 7,8%    | 1.257.116.287,25   |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 296,81         | 7,5%    | 409.873.824,92     |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 314,33         | 7,2%    | - 620.422.714,26   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 334,04         | 6,8%    | - 1.650.719.253,44 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 356,48         | 6,4%    | - 2.684.638.378,83 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 382,46         | 6,0%    | - 3.730.504.736,91 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 412,90         | 5,6%    | - 4.788.166.085,32 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 67. Combinação T - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 224,52            | 9,4%    | 23.464.276.941,11  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 233,81            | 9,1%    | 19.879.972.519,72  |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 245,20            | 8,8%    | 15.861.164.439,42  |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 257,77            | 8,4%    | 11.837.383.412,16  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 271,86            | 7,4%    | 7.767.760.413,65   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 287,65            | 7,7%    | 3.681.599.500,96   |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 305,48            | 7,4%    | - 422.859.190,59   |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 325,91            | 7,0%    | - 4.576.188.669,85 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 349,55            | 6,5%    | - 8.774.610.632,51 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |

Tabela 68. Combinação T – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 8,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 388,67         | 5,9%    | - 5.770.635.179,37  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 400,75         | 5,7%    | - 6.390.817.321,61  |
| WACC                         | 7,4%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 413,61         | 5,6%    | - 7.010.999.463,85  |
| FRC                          | 0,08113 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 432,56         | 5,3%    | - 7.858.241.926,18  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 458,09         | 5,0%    | - 8.888.538.465,36  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 486,82         | 4,7%    | - 9.918.835.004,54  |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 519,52         | 4,3%    | - 10.952.754.129,93 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 557,39         | 3,9%    | - 11.998.620.488,01 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 601,75         | 3,5%    | - 13.056.281.836,42 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 69. Combinação U - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 122,95            | 14,3%   | 49.080.136.662,99 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 128,04            | 13,9%   | 45.743.838.887,74 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 134,27            | 13,5%   | 42.003.101.807,07 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 141,16            | 13,1%   | 38.257.735.869,62 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 148,88            | 11,8%   | 34.469.699.877,20 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 157,52            | 12,3%   | 30.666.270.268,65 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 167,28            | 11,8%   | 26.845.808.948,60 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 178,47            | 11,3%   | 22.979.858.328,21 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 191,42            | 10,8%   | 19.071.935.281,83 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 70. Combinação U – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 |            |            |                   |         |                    |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 213,04            | 10,0%   | 5.380.931.725,28   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 219,66            | 9,8%    | 4.803.661.477,51   |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 226,71            | 9,6%    | 4.226.391.229,75   |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 237,09            | 9,3%    | 3.437.771.511,71   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 251,09            | 8,9%    | 2.478.763.668,79   |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 266,84            | 8,5%    | 1.519.755.825,87   |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 284,76            | 8,1%    | 557.376.052,20     |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 305,52            | 7,7%    | - 416.124.296,39   |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 329,83            | 7,2%    | - 1.400.603.511,55 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                    |

Tabela 71. Combinação V - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 161,88            | 12,1%   | 38.056.299.972,99 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 168,58            | 11,8%   | 34.720.002.197,74 |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 176,79            | 11,4%   | 30.979.265.117,07 |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 185,86            | 11,0%   | 27.233.899.179,62 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 196,02            | 9,8%    | 23.445.863.187,20 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 207,40            | 10,2%   | 19.642.433.578,65 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 220,26            | 9,8%    | 15.821.972.258,60 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 234,99            | 9,4%    | 11.956.021.638,21 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 252,03            | 8,9%    | 8.048.098.591,83  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |



Tabela 72. Combinação V – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 280,36         | 8,2%    | 1.029.291.856,28   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 289,07         | 8,0%    | 452.021.608,51     |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 298,35         | 7,8%    | - 125.248.639,25   |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 312,02         | 7,5%    | - 913.868.357,29   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 330,43         | 7,2%    | - 1.872.876.200,21 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 351,16         | 6,8%    | - 2.831.884.043,13 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 374,75         | 6,4%    | - 3.794.263.816,80 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 402,06         | 6,0%    | - 4.767.764.165,39 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 434,06         | 5,6%    | - 5.752.243.380,55 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 73. Combinação W - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 235,85            | 9,4%    | 17.111.010.261,99   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 245,62            | #NÚM!   | 13.774.712.486,74   |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 257,58            | 8,8%    | 10.033.975.406,07   |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 270,79            | 8,4%    | 6.288.609.468,62    |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 285,59            | 7,4%    | 2.500.573.476,20    |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 302,18            | 7,7%    | - 1.302.856.132,35  |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 320,90            | 7,4%    | - 5.123.317.452,40  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 342,37            | 7,0%    | - 8.989.268.072,79  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 367,20            | 6,5%    | - 12.897.191.119,17 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                     |

Tabela 74. Combinação W – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 9,1%    | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 408,27         | 5,9%    | - 7.238.823.894,82  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 420,96         | 5,7%    | - 7.816.094.142,59  |
| WACC                         | 7,9%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 434,46         | 5,6%    | - 8.393.364.390,35  |
| FRC                          | 0,08508 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 454,37         | 5,3%    | - 9.181.984.108,39  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 481,19         | 5,0%    | - 10.140.991.951,31 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 511,37         | 4,7%    | - 11.099.999.794,23 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 545,72         | 4,3%    | - 12.062.379.567,90 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 585,50         | 3,9%    | - 13.035.879.916,49 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 632,10         | 3,5%    | - 14.020.359.131,65 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |

Tabela 75. Combinação X - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 132,95            | 14,3%   | 40.010.154.023,64 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 138,46            | 13,9%   | 37.027.795.462,23 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 145,20            | 13,5%   | 33.683.903.516,72 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 152,64            | 13,1%   | 30.335.873.777,87 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 160,99            | 11,8%   | 26.949.700.739,99 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 170,34            | 12,3%   | 23.549.767.154,96 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 180,89            | 11,8%   | 20.134.608.708,70 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 193,00            | 11,3%   | 16.678.786.804,48 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 206,99            | 10,8%   | 13.185.445.220,54 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 76. Combinação X – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 0%                | base       | 0%         | 230,33         | 10,0%   | 3.284.491.323,97   |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 237,49         | 9,8%    | 2.768.462.185,79   |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 245,11         | 9,6%    | 2.252.433.047,61   |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 256,34         | 9,3%    | 1.547.475.958,57   |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 271,47         | 8,9%    | 690.206.780,74     |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 288,49         | 8,5%    | - 167.062.397,08   |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 307,87         | 8,1%    | - 1.027.345.786,24 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 330,32         | 7,7%    | - 1.897.569.997,25 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 356,60         | 7,2%    | - 2.777.608.355,23 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 77. Combinação Y - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                   |         |                   |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|-------------------|---------|-------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE<br>(R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)         |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                   |         |                   |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 174,85            | 12,1%   | 28.986.317.333,64 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 182,09            | 11,8%   | 26.003.958.772,23 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 190,96            | 11,4%   | 22.660.066.826,72 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 200,74            | 11,0%   | 19.312.037.087,87 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 211,72            | 9,8%    | 15.925.864.049,99 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 224,02            | 10,2%   | 12.525.930.464,96 |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 237,90            | 9,8%    | 9.110.772.018,70  |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 253,81            | 9,4%    | 5.654.950.114,48  |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 272,22            | 8,9%    | 2.161.608.530,54  |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                   |         |                   |

Tabela 78. Combinação Y – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                    |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|--------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                    |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)          |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 30%               | base       | 0%         | 302,78         | 8,2%    | - 1.067.148.545,03 |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 312,19         | 8,0%    | - 1.583.177.683,21 |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 322,20         | 7,8%    | - 2.099.206.821,39 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 336,97         | 7,5%    | - 2.804.163.910,43 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 356,85         | 7,2%    | - 3.661.433.088,26 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 379,24         | 6,8%    | - 4.518.702.266,08 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 404,71         | 6,4%    | - 5.378.985.655,24 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 434,21         | 6,0%    | - 6.249.209.866,25 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 468,77         | 5,6%    | - 7.129.248.224,23 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                    |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                    |

Tabela 79. Combinação Z - São Luiz do Tapajós  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$/kW) | 36.746.122.300,00 |            |            |                |         |                     |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 254,45         | 9,4%    | 8.041.027.622,64    |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 52%               | 1          | -4%        | 264,99         | #NÚM!   | 5.058.669.061,23    |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -8%        | 277,89         | 8,8%    | 1.714.777.115,72    |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 51.280.544,82     | 3          | -13%       | 292,14         | 8,4%    | - 1.633.252.623,13  |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 36.498.961,44     | 4          | -17%       | 308,11         | 7,4%    | - 5.019.425.661,01  |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 8.040             | 5          | -22%       | 326,01         | 7,7%    | - 8.419.359.246,04  |
| Ativos depreciables          | 70,0%   |                                     |                   | 6          | -27%       | 346,21         | 7,4%    | - 11.834.517.692,30 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -31%       | 369,37         | 7,0%    | - 15.290.339.596,52 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -36%       | 396,15         | 6,5%    | - 18.783.681.180,46 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |



Tabela 80. Combinação Z – Jatobá  
Fonte: Elaboração Própria

| Parâmetros                   |         |                                     |                   | Resultados |            |                |         |                     |
|------------------------------|---------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|----------------|---------|---------------------|
| Financeiros                  |         | Técnico                             |                   |            |            |                |         |                     |
| Custo de Equity              | 12,2%   | Custo de capital overnight (R\$)    | 14.505.466.230,00 | Cenário    | Redução FC | LCOE (R\$/MWh) | TIR (%) | VPL (R\$)           |
| Taxa de Juros Financiamento  | 10,7%   | Sobrecusto                          | 87%               | base       | 0%         | 440,43         | 5,9%    | - 9.335.264.296,13  |
| Parcela de capital próprio   | 30,0%   | Fator de Capacidade (FC) - Ano Base | 58%               | 1          | -3%        | 454,11         | 5,7%    | - 9.851.293.434,31  |
| WACC                         | 8,6%    | Tempo de concessão (anos)           | 35                | 2          | -6%        | 468,68         | 5,6%    | - 10.367.322.572,49 |
| FRC                          | 0,09155 | Custo O&M Fixo (R\$/ano)            | 18.956.433,87     | 3          | -10%       | 490,16         | 5,3%    | - 11.072.279.661,53 |
| Imposto de renda             | 34%     | Energia gerada Ano base (MWh)       | 8.332.206,04      | 4          | -15%       | 519,09         | 5,0%    | - 11.929.548.839,36 |
| Taxa de depreciação          | 3,3%    | Potência Instalada (MW)             | 1.650             | 5          | -20%       | 551,64         | 4,7%    | - 12.786.818.017,18 |
| Ativos depreciables          | 67,0%   |                                     |                   | 6          | -25%       | 588,70         | 4,3%    | - 13.647.101.406,34 |
| Inflação                     | 4,0%    |                                     |                   | 7          | -30%       | 631,61         | 3,9%    | - 14.517.325.617,35 |
| Inflação (pós-2030)          | 3,5%    |                                     |                   | 8          | -35%       | 681,88         | 3,5%    | - 15.397.363.975,33 |
| Preço Mercado Regulado (R\$) | 164,30  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| Preço Mercado Livre (R\$)    | 388,48  |                                     |                   |            |            |                |         |                     |
| % Mercado Livre              | 30%     |                                     |                   |            |            |                |         |                     |